



COMPARACIÓN DE DOS MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DEL RENDIMIENTO DE CALDERAS: CÓDIGO ASME PTC-4 Y ESTÁNDAR EN 12952-15



Autor: JULIÁN GÓMEZ CLERENCIA

Director: ESA VAKKILAINEN

Ponente: JAVIER ROYO HERRER

Ingeniero Industrial – Energía y Tecnología de Calor y Fluidos

Departamento de Ingeniería Mecánica

Área de Máquinas y Motores Térmicos

Centro Politécnico Superior de la Universidad de Zaragoza

Marzo de 2011

Resumen

El presente Proyecto Fin de Carrera con título “*Comparación de dos métodos para el cálculo del rendimiento de calderas: código ASME PTC-4 y estándar EN 12952-15*” se engloba dentro de la titulación de *Ingeniero Industrial*, con mención en *Energía, transferencia de calor y fluidos*. Ha sido realizado en *Lappeenranta University of Technology* en el departamento de *Energy Technology* bajo la dirección del Dr. Esa Vakkilainen y del Dr. Javier Royo Herrer.

Es conocido que el valor calculado del rendimiento depende en cierta medida del estándar usado por lo que se ha realizado un estudio teórico-práctico en el que se pretende demostrar la equivalencia entre los dos estándares estudiados: *ASME PTC-4* y *EN 12952-15*.

Se ha elaborado dos programas de cálculo de rendimiento en calderas de vapor tanto para la normativa *EN 12952-15* como para el código *ASME PTC-4* que, a través de una serie de datos de entrada, calculan el valor final del rendimiento así como las pérdidas individuales, créditos y flujo de combustible estimado para generar cierta salida de vapor.

A través de la documentación aportada en los apéndices, es posible conocer y entender el modo de funcionamiento de los generadores de vapor, haciendo un recorrido por los diversos equipamientos que la componen y explicando con detalle las funciones de todos ellos.

Agradecimientos

Me gustaría expresar mi gratitud a mi director Dr. Esa Vakkilainen y Dr. Javier Royo Herrer, cuya experiencia, conocimiento y paciencia han inspirado estas páginas.

También debo agradecer a Marcelo Hamaguchi por sus sugerencias y suministro de materiales y fuentes evaluadas en este estudio; sin su motivación y estímulo no habría sido posible.

Un especial recuerdo a todos mis amigos de todas partes del mundo que han me han ayudado siempre que lo he necesitado.

Y finalmente, gracias a mi familia por el apoyo brindado durante toda mi vida.

Gracias.

Índice

1	Introducción.....	5
1.1	Motivación	5
1.2	Objetivos	6
1.3	Fases.....	6
1.3.1	Fase teórica.....	7
1.3.2	Fase práctica.....	7
2	La caldera y su rendimiento.....	9
2.1	La caldera de vapor	9
2.1.1	Descripción de una caldera de carbón pulverizado (PCF)	9
2.2	Límites de la caldera de vapor	12
2.3	Rendimiento	13
2.3.1	Tipos de rendimiento.....	14
2.3.2	Poder calorífico	14
2.3.3	Métodos de cálculo.....	16
3	Los estándares: ASME PTC 4 y EN 12952-15	17
3.1	Calculo del rendimiento	18
3.1.1	Rendimiento	18
3.1.2	Limites.....	19
3.2	Comparación teórica	20
3.2.1	Entrada	22
3.2.2	Créditos	22
3.2.3	Salida.....	24
3.2.4	Pérdidas	24
4	Cálculo del rendimiento en una caldera de vapor.....	35
4.1	Datos de partida	35
4.2	Metodología	37
4.2.1	Características del programa EN 12952-15	37
4.2.2	Características del programa ASME PTC 4.....	38
4.3	Exposición de resultados.....	39
4.3.1	Calor total de entrada al sistema	39
4.3.2	Pérdidas	41
4.3.3	Rendimiento	45

5 Conclusiones.....	47
5.1 Equivalencia.....	47
5.2 Diferencias	48
5.3 Conclusiones generales	48
5.4 Perspectivas.....	49
 Apendix A. Types and Applications of modern boilers	53
Apendix B. Feedwater and Steam System Components	59
Apendix C. Steam Water Circulation.....	65
Apendix D. Feedwater and Steam System Components	73
Apendix E. Combustion process equipment	77
Apendix F. Heat Exchangers in Steam Boilers.....	85
Apendix G. Circulating fluidized Bed Boilers	93
Apendix H. PTC 4 calculations	103
Apendix I. EN 12952-15 calculations.....	117

Bibliografía 127

Índice de Figuras

Figura 1: Foster Wheeler. Diagrama de flujos en una caldera de carbón pulverizado.	10
Figura 2: Dimensiones del hogar de una caldera.	11
Figura 3: Caldera de lecho fluido fabricada por Metso: 70MW, 65bar y 480°C	12
Figura 4: Limites cubiertos por un generador de vapor (ASME 2008).	20
Figura 5: Organigrama del código ASME PTC 4.....	21
Figura 6: Organigrama de la normativa EN 12952-15	22
Figura 7: Flujos principales en la caldera de carbón pulverizado analizada.....	37

Índice de Gráficas

Gráfica 1: Calor específico en residuos	28
Gráfica 2: Pérdidas por radiación y convección en CEN	29
Gráfica 3: Calor total de entrada en ASME	40
Gráfica 4: Calor total de entrada en CEN	40
Gráfica 5: Flujo de combustible estimado	41

Gráfica 6: Pérdidas en gases de escape	42
Gráfica 7: Pérdidas por residuos de ASME frente a CEN	42
Gráfica 8: Pérdidas por residuos por calor sensible frente a carbono in quemado	43
Gráfica 9: Pérdidas por residuos en CEN	43
Gráfica 10: Pérdidas por radiación y convección	44
Gráfica 11: Pérdidas por monóxido de carbono in quemado	45
Gráfica 12: Rendimiento sobre el poder calorífico inferior	45
Gráfica 13: Resumen de pérdidas en ASME	46
Gráfica 14: Resumen de pérdidas en CEN	46

Índice de Tablas

Tabla 1: Denominación de créditos	22
Tabla 2: Denominación de las pérdidas por gases de escape	25
Tabla 3: Denominación de pérdidas de in quemados combustibles	26
Tabla 4: Denominación de pérdidas por calor sensible en residuos	27
Tabla 5: Denominación de pérdidas por radiación y convección en superficie	28
Tabla 6: Denominación de pérdidas por sorbente	30
Tabla 7: Resto de pérdidas	31
Tabla 8: Datos de la salida	35
Tabla 9: Condiciones ambientales	35
Tabla 10: Propiedades del combustible	36
Tabla 11: Propiedades de aire y gases	36
Tabla 12: Propiedades de los residuos	36
Tabla 13: Emisiones de partículas	37
Tabla 14: Resumen de pérdidas	41
Tabla 15: Resumen de resultados	47

1 Introducción

Durante el último año, la evolución del consumo de energía estuvo dominada por la crisis económica. La economía global se ha contraído por primera vez desde la Segunda Guerra Mundial a la vez que lo hacia el consumo mundial de energía primaria (-1.1%), mostrando un cambio en el patrón de consumo mundial de energía a largo plazo.

Con la caída del consumo, los precios de la energía se redujeron en 2009. El precio del petróleo, del gas natural y del carbón cayó drásticamente aunque con los inicios de la recuperación global, estos comenzaron a crecer. El consumo de petróleo, gas natural y de energía nuclear se redujo también mientras que el de carbón se mantuvo en los mismos niveles. Sólo la producción de energía hidroeléctrica y las energías renovables aumentaron.

Cabe destacar que China se convirtió en un importador de carbón a gran escala, lo cual impidió que el consumo mundial de carbón se redujera. Mientras, la OPEP recortó la producción de crudo, lo que conllevo el aumento de producción por parte de los Estados Unidos. Como consecuencia de estos cambios en el consumo, las emisiones de CO₂ derivadas del uso de la energía cayeron por primera vez desde 1998. No obstante, las emisiones de CO₂ siguen siendo importantes (BP 2010).

En este último sentido, hay que seguir reduciendo tanto las emisiones como el consumo de energía a través del Uso Racional de la Energía (*U.R.E.*) que consta de tres tareas fundamentalmente: reducción del consumo energético, aumento del uso de las energías renovables y el aumento del rendimiento.

Los generadores de vapor son grandes consumidores de energía y tienen diversas aplicaciones tanto en la industria como en la producción de electricidad. Es importante que el proceso se realice con el máximo rendimiento posible ya que conlleva importantes ahorros tanto económicos como medioambientales. Para ello, la optimización de estas instalaciones es una tarea fundamental y el conocimiento del rendimiento es el primer paso a seguir. Siguiendo los procedimientos descritos por los principales estándares puede conocerse el valor del rendimiento de estas instalaciones.

1.1 Motivación

Existen varias Normas para el cálculo del rendimiento en calderas. Las dos más importantes pertenecen a dos de las principales organizaciones que son la Americana

ASME (*American Society of Mechanical Engineers*) y la Europea CEN (*European Committee for Standardization*). Ambas organizaciones son universalmente conocidas por la elaboración de normativas en diversos ámbitos.

La primera de ellas, ASME, describe este procedimiento en la última revisión “*PTC 4 - 2008 Fired Steam Generators*” mientras que CEN lo hace en “*EN 12952-15:2003 Water-tube boilers and auxiliary installations. Acceptance tests*”. Ambas imponen sus propias directrices en la medición y cálculo del rendimiento en los que pueden llegar a obtenerse diferencias de hasta un 2% (Fred D. Lang 2009).

1.2 Objetivos

El principal objetivo del proyecto fin de carrera es la comparación de dos de los estándares más usados internacionalmente centrándose en la aplicación a las centrales térmicas de carbón pulverizado. Estas dos normativas son las siguientes:

- *ASME PTC 4 - 2008 Fired Steam Generators* y
- *CEN EN 12952-15:2003 Water-tube boilers and auxiliary installations. Acceptance tests.*

Con ello se pretende demostrar la equivalencia entre ellos y para esto se ayudara de dos programas generados para el cálculo del rendimiento según las dos normativas estudiadas. Estos dos programas calculan el valor del rendimiento así como los de la entrada, salida, créditos y pérdidas. La estrategia usada ha sido comparar individualmente ambos estándares al máximo detalle.

1.3 Fases

El proyecto se ha dividido en dos fases:

- 1- Fase teórica
 - a. Recopilación de información teórica acerca de generadores de vapor
 - b. Estudio teórico de las normativas: ASME *PTC 4* y CEN *EN 12952-15*.
 - c. Comparación teórica de ambos estándares
- 2- Fase práctica
 - a. Elaboración de los programas de cálculo del rendimiento según ambos estándares
 - b. Comparación de los valores obtenidos en un generador de vapor de carbón pulverizado

1.3.1 Fase teórica

La primera parte que se ha requerido es la elaboración de una documentación (Capítulo 2 y Apéndices A al G) que explique las generalidades y procesos presentes en un generador de vapor, así como el equipamiento incluido en los límites.

Durante el estudio teórico de los estándares se ha buscado las diferencias existentes, entre otras particularidades, tanto en la nomenclatura de las diferentes corrientes energéticas como en los distintos valores termodinámicos utilizados de ambos estándares (Capítulo 3). También se ha hecho distinción del método de cálculo usado en cada normativa, si este está basado en el poder calorífico inferior o superior y del tipo de rendimiento hallado.

1.3.2 Fase práctica

Tras la elaboración de los programas para el cálculo del rendimiento en calderas para cada normativa, se ha realizado un estudio de los resultados obtenidos en una caldera de carbón pulverizado (Capítulo 4 y Apéndices H e I) donde se han realizado agrupaciones para poder comparar término a término las pérdidas; además de los créditos y del combustible necesario para proporcionar la salida.

2 La caldera y su rendimiento

2.1 La caldera de vapor

Una caldera (o generador de vapor) es un dispositivo que está diseñado para producir vapor. Éste se genera a través de una transferencia de calor, en la cual el fluido, originalmente en estado líquido, se calienta y cambia de estado. Debido a las amplias aplicaciones que tiene el vapor, las calderas son muy utilizadas en la industria para aplicaciones tales como la producción de electricidad.

El calor se genera dentro del hogar de la caldera que es donde se produce la combustión. Este es producido a partir de la energía química que contiene el combustible (carbón, gas, biomasa, etc.). Así, la caldera debe estar diseñada para absorber la mayor cantidad de calor liberado tras el proceso de combustión, que será transferido mediante radiación, conducción y convección.

Aunque la mayoría de las afirmaciones hechas en este documento son válidas para cualquier tipo caldera con cualquier combustible, va a centrarse en las calderas de carbón pulverizado.

2.1.1 Descripción de una caldera de carbón pulverizado (PCF)

Las calderas de carbón pulverizado representan una importante proporción en la generación de vapor en el mundo. Estas instalaciones tienen una eficiencia alta pero un costoso sistema de control de emisiones de SO_x y NO_x (Singer 1981). En la Figura 1 se puede observar esquemáticamente las principales partes de una caldera de carbón pulverizado.

En una central de carbón pulverizado, el carbón se almacena en *parques* donde se mezcla de manera adecuada y se transporta mediante cintas transportadoras a las *tolvas de alimentación*. Posteriormente, este carbón pasa por un proceso de molienda donde se reduce el tamaño hasta conseguir tamaños de partícula entre 75 y 300 μm . A esto se le llama carbón pulverizado. Mediante transporte neumático se transporta de los *molinos* a los *quemadores* mediante aire que es calentado anteriormente en el *precalentador de aire*. Este aire se le denomina aire primario y es en parte el que se utilizará para realizar la combustión.

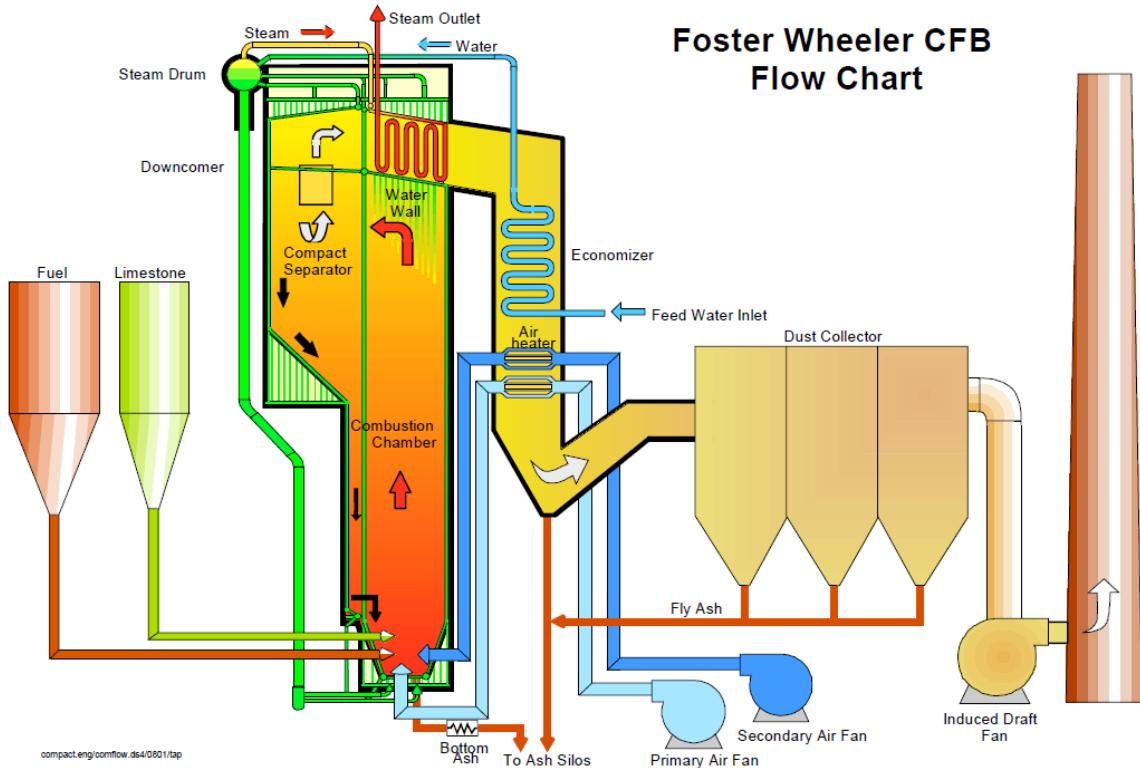


Figura 1: Foster Wheeler. Diagrama de flujos en una caldera de carbón pulverizado.

Para introducir el aire de combustión en la caldera se emplean *ventiladores*. El de tiro forzado se encarga de suministrar la presión adecuada para que recorra el circuito hasta llegar a la caldera, pasando por los conductos y el precalentador de aire.

La mezcla aire-carbón se introduce en el hogar de la caldera donde se produce la combustión, donde se encuentra el *evaporador*. El agua abandona el hogar como vapor saturado. En caso de circulación natural, la salida del hogar es un separador mecánico llamado calderín. Aquí el líquido saturado se retiene y se vuelve a enviar al hogar. El vapor saturado se envía al *sobre calentador* donde aumenta su temperatura convirtiéndose en vapor sobrecalentado. Existen otros bancos como son el *economizador* y el *recalentador* en caso de existir extracciones. El economizador es la unidad encargada de calentar el agua hasta producir agua saturada y se sitúa antes del evaporador en el circuito de agua-vapor.

A la salida de la caldera, los gases de combustión tienen aún una elevada temperatura. Parte de la energía que poseen es recuperada en el *precalentador de aire*. Despues de estos se sitúan los *equipos de limpieza de gases* como los separadores de ceniza, precipitadores electroestáticos, equipos de desulfuración o de reducción de NO_x . Aguas

debajo de estos equipos de limpieza se encuentra el ventilador de tiro inducido, que proporciona la presión necesaria a los gases de escape para que abandonen los límites de la caldera. El uso de ventiladores de tiro inducido y forzado facilita el control de la presión en el interior del hogar.

A veces existe lo que se denomina *recirculación de gases y partículas*. Esta recirculación es una corriente de aire/gas reciclada procedente de la combustión con el fin de reducir la cantidad de sorbente usado (sustancia añadida durante la combustión para reducir las emisiones de SO₂).

Además, pueden existir *fugas de gas* o *infiltraciones de aire* en los conductos que forman el generador de vapor.

Estas unidades son explicadas con mayor profundidad en los apéndices A al G.

2.1.1.1 *El hogar de la caldera*

El hogar es la parte principal de la caldera y el lugar donde se produce la combustión del carbón. Los parámetros más importantes en el diseño del hogar son las dimensiones y la configuración de este. La mayoría tienen una base rectangular y están constituidos principalmente por cuatro paredes, la garganta y la nariz. La *nariz* es un saliente situado en la parte superior que protege de la radiación a los intercambiadores de calor situados en esa zona como el sobrecalentador. La *garganta* está situada en la base del hogar y su función es la de recolectar las cenizas producidas durante la combustión gracias a sus paredes de doble inclinación, depositándolas en un *foso* que puede ser seco o húmedo. El foso húmedo es un recipiente de agua donde se depositan las cenizas, siendo utilizado principalmente con carbones de baja volatilidad que producen mayor cantidad de residuos. A pesar de esto, el mantenimiento es mayor por lo que el coste es más alto y su construcción menos frecuente.

El hogar es generalmente una construcción vertical del tipo acuotubular. El ratio entre la anchura y la altura del hogar puede ir desde 1 hasta 5 en los sistemas más grandes. En la Figura 2 se muestra una geometría típica de hogar, donde *b1* y *b2* son las dimensiones en

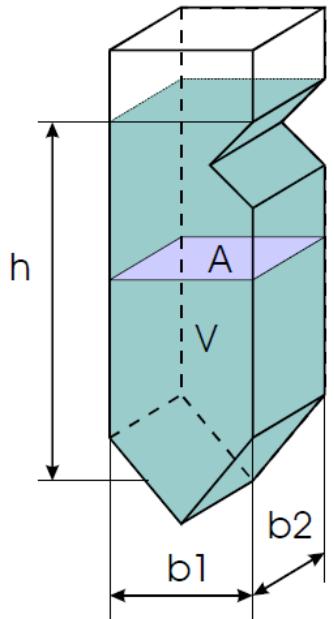


Figura 2: Dimensiones del hogar de una caldera.

planta, h es la altura y V el volumen. El hogar absorbe la mayor parte del calor generado durante la combustión a través de radiación, convección y conducción. El tiempo de residencia de los gases de combustión esta optimizado para asegurar que el combustible se quema completamente.

Además, con el fin de limpiar las paredes del hogar, unos orificios permiten introducir periódicamente vapor mediante un procedimiento que se llama *soplado*.

2.2 Límites de la caldera de vapor

Uno de los principales requisitos para el cálculo de la eficiencia es la identificación de los límites cubiertos por el balance de energía en el generador de vapor. En la Figura 3 se puede observar la disposición de los principales equipos incluidos en una caldera de vapor.

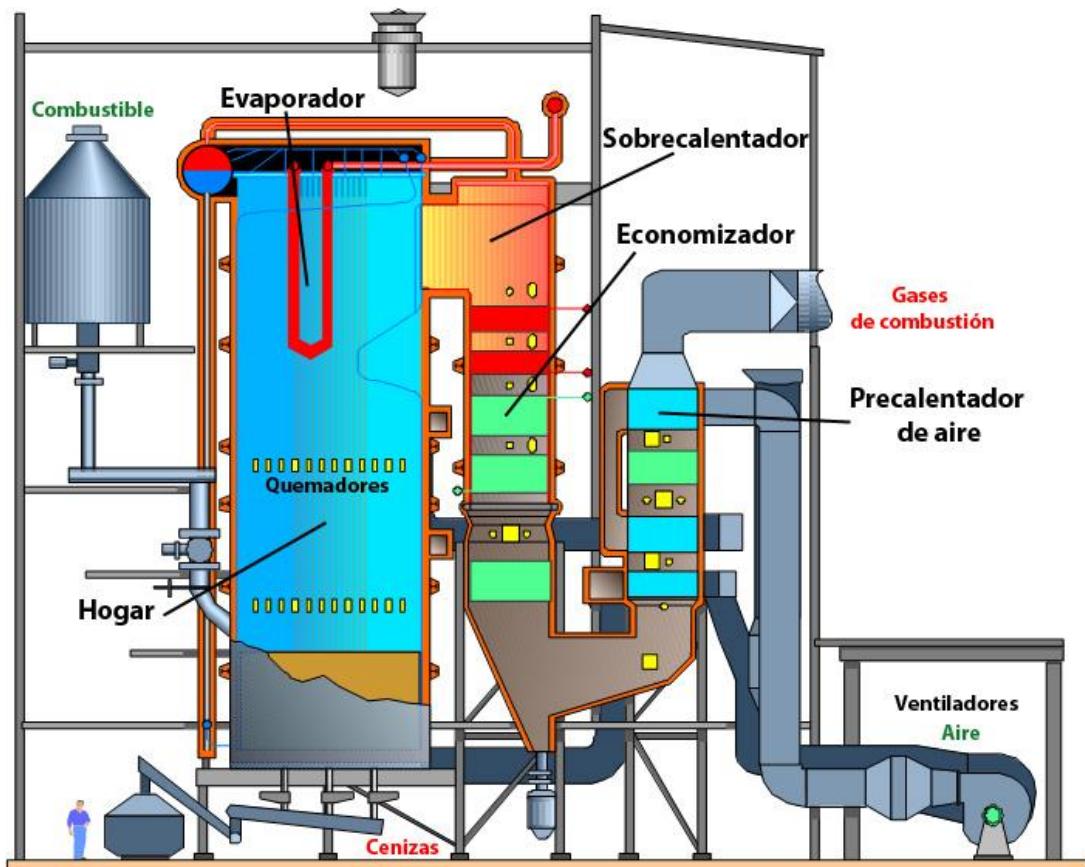


Figura 3: Caldera de lecho fluido fabricada por Metso: 70MW, 65bar y 480°C

Los límites normales abarcan todo el sistema de vapor de agua con bombas de recirculación, el sistema completo de quemadores (incluyendo los pulverizadores para los sistemas de carbón), los ventiladores de recirculación de gases de combustión, los sistemas de retorno de partículas y el precalentador de aire. No se incluyen las

instalaciones de calentamiento de gas o gasóleo en el caso de usar este tipo de combustible, los colectores de partículas ni los ventiladores de aire forzado ni inducido.

Por motivos diversos, puede ser necesario definir otros límites del sistema como sistemas sin calentador de aire por vapor (donde es calentado con una corriente de vapor auxiliar), con ventilador de aire forzado, con colector de partículas y ventilador de aire inducido, con separador de vapor, con desulfuración de gases de escape o sistemas DENOX (desnitrificación) entre otras.

2.3 Rendimiento

Un generador de vapor a una condición de operación particular se puede cuantificar por dos parámetros:

- La *potencia máxima*, siendo esta producida a determinadas condiciones, y definida por toda la energía absorbida por el fluido de trabajo con excepción de aquella recuperada dentro de la frontera del generador de vapor. (ASME 2008) (CEN 2003),
- El *rendimiento*, que es el ratio entre la energía de salida útil y la de entrada.

El rendimiento, básicamente, es el cociente entre la energía útil generada por el generador de vapor y la energía total introducida en él y puede representarse en términos generales como:

$$\eta = \frac{\text{Energía que se quiere obtener}}{\text{Energía que cuesta obtenerlo}} = \frac{Q_{util}}{E_{entrada}}, \%$$

Así pues, cualquier método usado para calcular el rendimiento de la planta debe plantear las dos siguientes y a veces complejas cuestiones:

- Cuáles son las parámetros a medir y las características o definición del rendimiento (normalmente mediante los cálculos, como por ejemplo eficiencia sobre el combustible o rendimiento de caldera como se verá más adelante), o en otras palabras, que debería ser incluido exactamente en la entrada y la salida.
- Cuál es el método más práctico y preciso de medir los parámetros y la manera de calcular las características de rendimiento, y la exactitud necesaria para asegurar la precisión en el test.

Se pueden definir cuatro corrientes energéticas dentro de una caldera de vapor. Estas son:

- Entrada: la energía química proporcionada por el combustible.
- Créditos: la energía de origen no químico que entra al sistema.
- Salida: la energía útil absorbida por el fluido de trabajo.
- Pérdidas: la energía que sale del sistema y no es aprovechable.

2.3.1 Tipos de rendimiento

El rendimiento puede definirse de dos maneras diferentes: eficiencia del combustible y rendimiento de caldera.

2.3.1.1 Eficiencia del combustible

La *eficiencia del combustible* incluye toda la energía absorbida por el fluido de trabajo como salida pero cuenta solamente como entrada la energía química del combustible.

$$\eta_{combustible} = \frac{Q_{util}}{E_{combustible}}$$

Donde Q_{util} es el calor útil disponible y $E_{combustible}$ es la energía aportada por el combustible.

2.3.1.2 Rendimiento de caldera

El *rendimiento de caldera* también incluye toda la energía absorbida por el fluido de trabajo como salida pero cuenta toda la energía de entrada en los límites del generador de vapor como entrada.

$$\eta_{caldera} = \frac{Q_{util}}{E_{total\ entrada}}$$

Siendo:

$$E_{total\ entrada} = E_{combustible} + B$$

Donde $E_{total\ entrada}$ es la energía total de entrada y B son los créditos. Esta entrada incluye además del combustible a los créditos, que son otras aportaciones de calor como por ejemplo el calor sensible del combustible o la energía añadida en el precalentador de aire.

2.3.2 Poder calorífico

El poder calorífico es un parámetro que muestra la cantidad de energía térmica máxima que puede obtenerse quemando una sustancia, definiendo necesariamente el estado inicial

y final de los reactivos y productos, habitualmente a 25°C y 1atm. En el caso de conocerse las sustancias químicas que componen el combustible (como en muchos combustibles gaseosos), este puede calcularse promediando las entalpias de combustión de cada uno de sus componentes con su fracción molar. Las entalpias de combustión se obtienen a partir de las entalpias de formación y de la reacción de combustión ajustada:

$$PC = -\Delta H_r = -\left(\sum \Delta H_{fp} - \sum \Delta H_{fr}\right)$$

Cuando no se conocen las sustancias químicas, como por ejemplo en combustibles sólidos y líquidos, es distinto ya que no son compuestos químicos bien definidos ni mezcla de estos, así que este debe ser hallado en laboratorio experimentalmente.

Se distinguen dos tipos de calor calorífico, el poder calorífico superior (PCS) y el poder calorífico inferior (PCI), siendo la cantidad de calor que desprende en la combustión completa cuando los productos de la combustión son enfriados hasta las condiciones de referencia y suponiendo que toda el agua que contiene condensa o no, respectivamente.

La relación del poder calorífico superior e inferior depende del valor del calor latente de vaporización, h_{fg} , de la cantidad de hidrogeno y agua en el combustible. El PCI se calcula reduciendo el PCS por el calor latente de vaporización del agua formada de la combustión el hidrogeno en el combustible y su contenido en agua.

La relación para convertir el PCS al PCI es la siguiente:

$$PCI = PCS - h_{fg} \left(\frac{H_{2Combustible} \cdot 8.937 + H_{2OCombustible}}{100} \right), \frac{kJ}{kg}$$

Donde h_{fg} es 2439.2kJ/kg (1049.7Btu/lbm)¹ y es la entalpia de vaporización a 1atm y 25°C (77°F), $H_{2Combustible}$ es el porcentaje en masa de hidrogeno presente en el combustible (multiplicado por 8.937kg de H₂O por kg de H₂), el $H_{2OCombustible}$ es el porcentaje en masa de agua presente en el combustible. (ASME 2008)

¹ El estándar ASME PTC 4- 2008 presenta una errata en el Apéndice D al considerar la h_{fg} con un valor de 104.84kJ/kg, siendo en todo caso, para 1kPa y 25°C, 104.84kJ/kmol. Aun así, el valor mostrado en unidades Btu es correcto.

2.3.3 Métodos de cálculo

Existen dos maneras diferentes de calcular el rendimiento en una caldera: el método directo y el método indirecto.

2.3.3.1 Método directo

En el método directo, el rendimiento de la caldera está directamente definido por el calor útil producido y por la energía del combustible introducido.

$$\eta = \frac{Q_{util}}{E_{entrada}} = \frac{Q_{util}}{PC + B}$$

Ya que la energía de entrada es la suma del poder calorífico del combustible más los créditos:

$$E_{entrada} = PC + B$$

Donde $E_{entrada}$ es la energía introducida en la caldera y PC es el poder calorífico del combustible.

Este método puede usarse siempre que la cantidad de combustible usada sea conocida de manera precisa.

2.3.3.2 Método indirecto

El método indirecto determina el rendimiento de una caldera por la suma de las pérdidas y por la energía introducida por el combustible. El calor útil se puede desglosar en la suma del poder calorífico y los créditos menos las pérdidas:

$$Q_{util} = PC + B - L$$

Así pues, sustituyendo:

$$\eta = \frac{Q_{util}}{E_{entrada}} = \frac{PC + B - L}{PC + B} = 1 - \frac{L}{PC + B}$$

Donde L es la suma de las principales pérdidas.

Este método es usado cuando el flujo de entrada de combustible es difícil de medir, como por ejemplo en combustible sólido, dando lugar a mejores resultados ya que se conocen individualmente el efecto de las pérdidas.

3 Los estándares: ASME PTC 4 y EN 12952-15

Actualmente existen dos organizaciones a nivel mundial que desarrollan los principales estándares:

- *ASME*, fundada en 1880 como la Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos, es una organización profesional sin ánimo de lucro que posibilita la colaboración, el intercambio de conocimiento, el desarrollo de todas las disciplinas de ingeniería y la promoción del rol esencial del ingeniero en la sociedad.
- *CEN*, fundado en 1961 como el Comité Europeo de Normalización, es una organización no lucrativa privada cuya misión es fomentar la economía europea en el negocio global, el bienestar de ciudadanos europeos y el medio ambiente proporcionando una infraestructura eficiente a las partes interesadas para el desarrollo, el mantenimiento y la distribución de sistemas estándares coherentes y de especificaciones.

Tanto ASME como CEN han realizado los dos estándares más importantes que son usados para calcular el rendimiento en calderas:

- *ASME PTC 4 - 2008 Fired Steam Generators* es un código que establece las normas e instrucciones para la realización de las pruebas de rendimiento de generadores de vapor. Se incluyen los combustibles como el carbón, petróleo y gas así como otros tipos de hidrocarburos. También incluye generadores con captura de azufre utilizando sorbente. Este código no establece procedimientos para determinar las propiedades físicas o químicas de un combustible. El estándar se refiere específicamente a los equipos utilizados para la generación de vapor aunque puede ser extensible a otros fluidos de trabajo.
- *EN 12952-15 Water-tube boilers and auxiliary installations - Part 15: Acceptance test* es una norma que abarca calderas de vapor por combustión directa y generadores de agua caliente, incluyendo auxiliares. Estos equipos incluyen los quemadores tanto en calderas de lecho fluido como otros tipos, los quemadores, los ventiladores de aire forzado e inducido, las instalaciones de recogida de residuos, los calentadores de aire y combustible así como, en su caso, los colectores de partículas. No incluye los sistemas con combustibles especiales, las calderas de

lecho fluido presurizado ni las calderas en ciclos combinados. Por analogía, sí puede aplicarse a instalaciones de combustión indirecta como calderas de recuperación así como unidades que operen con otras formas de calor como gases, aceites térmicos y sodio.

3.1 Calculo del rendimiento

Ambas estándares dictan sus directrices para el cálculo del valor del rendimiento, apareciendo diferencias en las recomendaciones. El Código Americano prefiere emplear la eficiencia del combustible realizando el cálculo en base al poder calorífico superior, mientras que la Normativa Europea opta por el rendimiento de caldera con los cálculos basados en el poder calorífico inferior o superior.

3.1.1 Rendimiento

3.1.1.1 ASME PTC 4

ASME establece como método preferido la eficiencia del combustible:

$$EF = \frac{Q_{util}}{E_{combustible}} = \frac{Q_{util}}{PC}$$

Donde EF es la eficiencia del combustible (en ASME: *Fuel efficiency*).

También permite el cálculo del rendimiento de caldera. Según la propia normativa (ASME 2008), “la ventaja de este método frente a la eficiencia del combustible es que es una medida de la energía total requerida para producir una salida, y puede tener sentido si el coste de las demás fuentes de energía no son evaluadas de forma separada. La principal desventaja es que no es universalmente entendido por aquellos que evalúan el total del sistema y puede ser usado de manera incorrecta. Las principales fuentes de energía añadida al sistema y créditos son la energía eléctrica y vapor. El coste de estas energías no es el mismo en base Btu que el coste de la energía del combustible, y deberían (y generalmente son) evaluadas de manera separada. Si el coste de los créditos es evaluado de manera separada, el método del rendimiento de caldera no es apropiado para evaluar el coste energético de producción de dicha salida. Por esta razón, el método de la eficiencia del combustible es el preferido en el Código Americano”.

Entonces, el rendimiento de caldera en ASME se expresa como sigue:

$$EGr = \frac{Q_{util}}{E_{total\ entrada}} = \frac{Q_{util}}{PC + B} = \frac{PC + B - L}{PC + B} = 1 - \frac{L}{PC + B}$$

Donde EGr es el rendimiento de caldera (en ASME: *Gross efficiency*).

Siendo:

$$PC = \frac{Q_{util}}{EF}$$

El Código Americano, además, usa el poder calorífico superior del combustible exclusivamente.

3.1.1.2 EN 12952-15

La Normativa Europea, por el contrario, usa únicamente la definición de rendimiento de caldera y da a elegir los cálculos basados tanto en PCI como en PCS. El rendimiento expresado en la Normativa es el siguiente

$$\eta_B = \frac{Q_{util}}{E_{total\ entrada}} = \frac{Q_{util}}{PC + B} = 1 - \frac{L}{PC + B}$$

Siendo:

$$E_{total\ entrada} = PC + B = Q_{util} + L$$

Donde η_B es el rendimiento de la caldera (en CEN: *Thermal efficiency*).

En definitiva, ambos rendimientos de caldera son equivalentes, ya que:

$$\eta_{caldera} = EGr = \eta_B = 1 - \frac{L}{PC + B}$$

3.1.2 Limites

La frontera normal para ambos estándares engloba el sistema completo de agua vapor con bombas de recirculación, sistema de quemadores completo con los pulverizadores (en el caso de carbón), el ventilador de recirculación de gases de combustión, el sistema de retorno de partículas y el calentador de aire por vapor.

No incluyen instalaciones de calentamiento de gas o aceite. Tampoco engloba los colectores de partículas, los ventiladores de tiro forzado ni inducido.

Además, CEN establece una recomendación: “Si existe un sistema de retorno de partículas dentro de la frontera del sistema sería necesario, de acuerdo con la definición de lo que entra y sale de este, considerar la entalpia de las partículas aguas arriba del colector de partículas como una pérdida de calor y las recirculadas como una entrada. Esta aproximación, aunque es correcta, es muchas veces impracticable. Como la

temperatura de las cenizas recirculadas se desvía ligeramente de la temperatura de los gases de escape, es recomendable que las partículas recirculadas sean siempre asumidas separadas aguas arriba del colector de partículas (aunque estén dentro de la frontera) y que la recirculación siempre esté dentro de la frontera. Si este supuesto no puede ser hecho, el colector de partículas debe ser integrado dentro de la unidad.” (CEN 2003)

En la Figura 4 se muestra la frontera típica para un generador de vapor de carbón pulverizado.

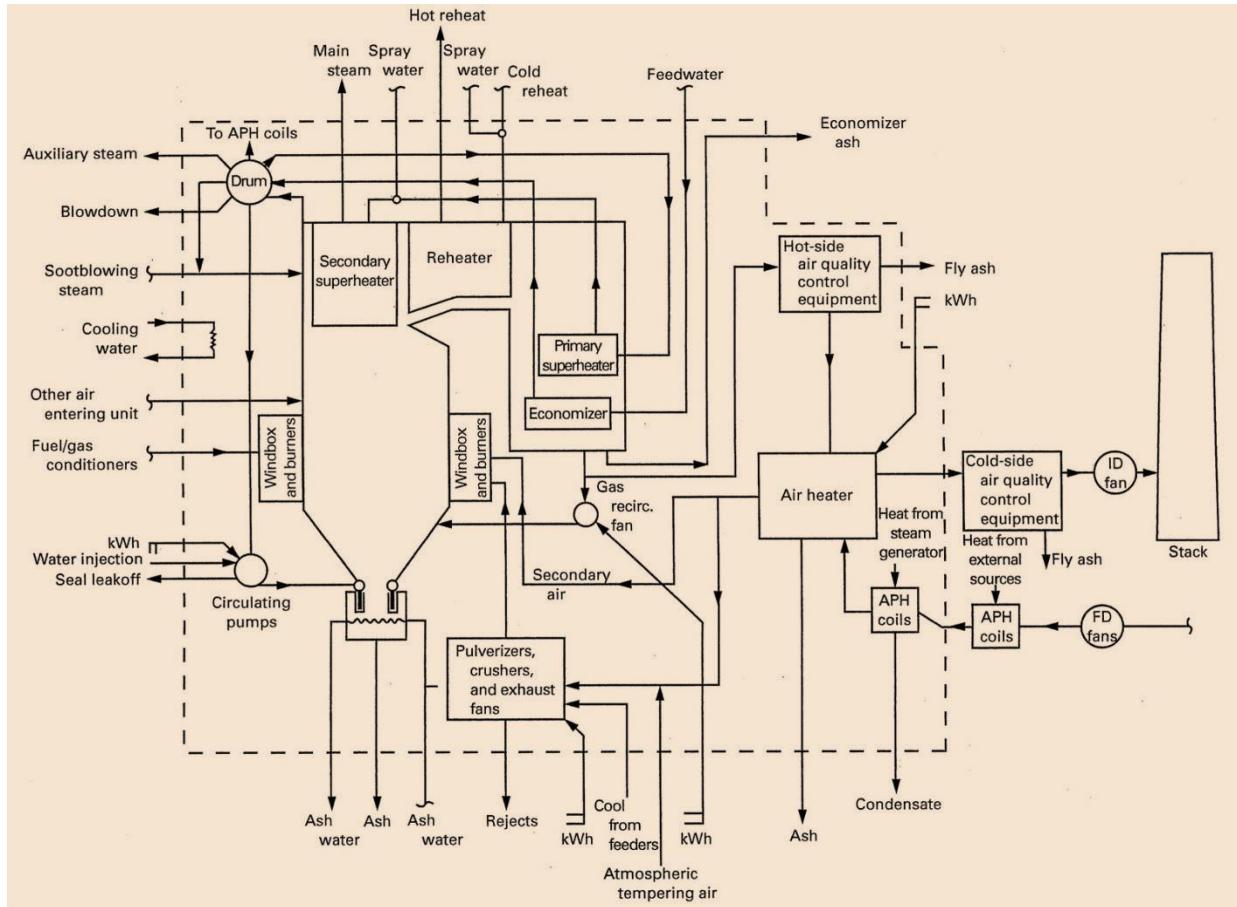
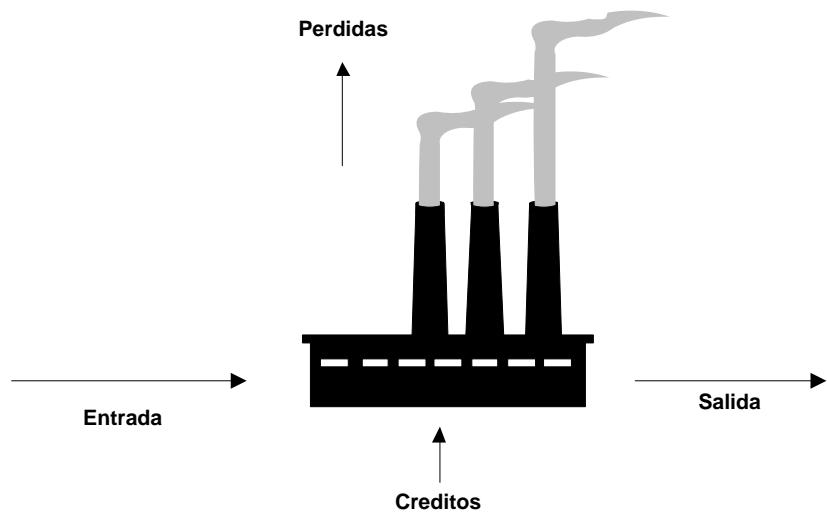


Figura 4: Limites cubiertos por un generador de vapor (ASME 2008).

3.2 Comparación teórica

En este apartado se van a comparar los métodos usados en cada una de las normativas. Estos son agrupados en cuatro grandes grupos: Entrada, créditos, salida y pérdidas.



A continuación, se muestra el organigrama de cada una de los estándares: Figura 5 y Figura 6.

ASME PTC 4	
Entrada	Combustible
Creditos	Aire seco de entrada, Humedad en aire de entrada, Calor sensible del combustible, Sulfuración, Equipo auxiliar de potencia, Calor sensible en el sorbente, Energía añadida en humedad adicional
	Equipamiento auxiliar
Salida	Corriente de vapor
Pérdidas	Gas seco, Agua del combustible, Humedad en el aire, Suma de in quemados, CO in quemado, Calor sensible en residuos, Ceniza húmeda recolectada, Pérdidas por radiación y convección, Calcinación y deshidratación del sorbente, Agua en el sorbente, Equipo de control de aire caliente, Infiltración de aire, Formación de NOx, Humedad adicional, Corrientes recicladas, Agua de refrigeración, Calor añadido al aire en los quemadores

Figura 5: Organigrama del código ASME PTC 4

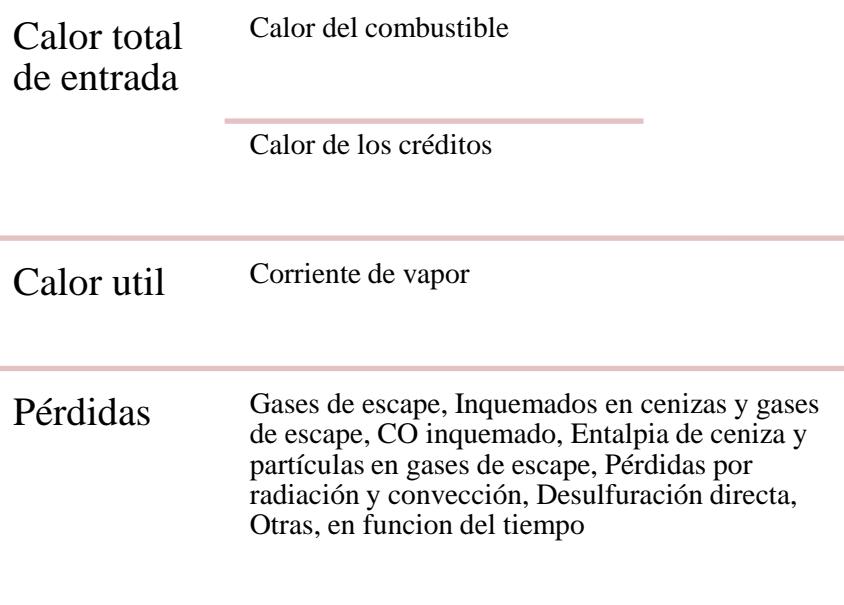


Figura 6: Organigrama de la normativa EN 12952-15

3.2.1 Entrada

Se entiende por entrada al generador de vapor a la energía aportada por el combustible introducido. Dependiendo del estándar usado, este puede ser basado en el poder calorífico inferior o superior del combustible, pero siendo en ambos casos únicamente esta aportación la que se considera entrada.

$$E_{\text{entrada}} = PC \cdot \dot{m}_{\text{combustible}}$$

Donde E_{entrada} es la energía de entrada, PC es el poder calorífico del combustible usado y $\dot{m}_{\text{combustible}}$ es el flujo masico de combustible introducido en la caldera.

3.2.2 Créditos

Los créditos son la energía aportada al sistema que no provienen directamente del combustible y, de alguna manera, aportan calor al fluido de trabajo. En la Tabla 1 se muestran los créditos que hacen referencia en cada norma.

ASME	CEN
<ul style="list-style-type: none"> • Aire seco de entrada • Humedad en aire de entrada • Calor sensible del combustible • Sulfuración • Equipo auxiliar de potencia • Calor sensible en el sorbente • Energía añadida por humedad adicional 	<ul style="list-style-type: none"> • Créditos de calor

Tabla 1: Denominación de créditos

ASME PTC 4

ASME separa los créditos en dos categorías de acuerdo con el método con el cual son medidos y calculados. En la primera categoría se encuentran aquellos que pueden ser expresados como un porcentaje de la entrada de combustible ($\text{kJ/kg}_{\text{combustible}}$), como por ejemplo el aire de combustión; y una segunda con aquellos que calculados como energía por unidad de tiempo, como por ejemplo la energía suministrada por el equipamiento auxiliar ($\text{kW}_{\text{electrico}}$).

El primer grupo es el *aire seco de entrada, humedad en aire de entrada, calor sensible del combustible, sulfuración, equipo auxiliar de potencia, calor sensible en el sorbente y la energía añadida en humedad adicional*.

El *aire seco de entrada* es el total de aire sin humedad entrando en el generador de vapor a temperatura ambiente, siendo el aporte energético por unidad de masa la entalpia respecto de la temperatura de referencia. Para la *humedad del aire de entrada* se sigue el mismo procedimiento.

Otro aporte energético es el *calor sensible del combustible*, dependiendo de la temperatura de almacenamiento del combustible. Para calcular la entalpia se usa la temperatura del combustible abandonando los depósitos.

Los créditos de *desulfuración* aparecen de la reacción del dióxido de azufre con el óxido de calcio (SO_2) y oxígeno (CaO) para formar sulfato de calcio (CaSO_4), siendo una reacción exotérmica. Aquí aparece una diferencia con la norma Europea debido a que esta energía se calcula directamente como una perdida en el proceso de desulfuración como se verá en el apartado de pérdidas relacionadas con el sorbente.

El segundo grupo engloba los créditos que son energía por unidad de tiempo. En estos se encuentra el siguiente *equipamiento auxiliar*: los molinos, los ventiladores de recirculación de gases, el ventilador de aire caliente primario y la bomba de recirculación. Se especifica que los créditos introducidos por el ventilador de aire forzado, de aire primario y otro equipamiento no deben ser calculados cuando estos son hallados basándose en medidas de temperatura del fluido saliendo de dicho equipo, es decir, deben tenerse en cuenta solo si se conoce el consumo de energía de dicho equipamiento ya sea electricidad o vapor. Además se debe prestar atención en no considerar los créditos por duplicado.

Además, el *calor sensible del sorbente* y la *energía añadida por la humedad adicional* (como el vapor de soplado) en cualquier localización también serán considerados como créditos.

EN 12952-15

Por el contrario, la Normativa Europea incluye los créditos dependientes del combustible (aire de combustión, etc...) en el *calor total introducido*, denominando *créditos de calor* únicamente a los equipos auxiliares. CEN considera como crédito de calor a la *potencia del pulverizador, el ventilador de recirculación de gases, las bombas de recirculación y otros equipos* (como los calentadores de aire o los ventiladores de sellado o los sistemas de recirculación de partículas). Adicionalmente, el *calor en el vapor atomizado* (vapor inyectado por soplado) debe ser añadido si este es medido directamente.

Los valores de potencia serán determinados del consumo de energía, considerando la eficiencia de los motores y de sus transmisiones. Si son muy pequeños, estos pueden ser despreciados o estimados.

3.2.3 Salida

La salida o calor útil es la energía absorbida por el fluido de trabajo dentro de los límites del generador de vapor. Esta incluye la energía transferida al agua de alimentación y al agua del atemperador para producir *vapor saturado/sobresaturado, vapor recalentado, vapor auxiliar y de soplado*. Dicho en términos de balance energético, la salida es la suma de la energía de entrada y de créditos menos la energía de pérdidas.

Ambos estándares están de acuerdo con esta corriente pudiendo definirse, por ejemplo en el caso de una corriente de vapor, por la presión, temperatura y flujo másico de este.

3.2.4 Pérdidas

Se ha realizado una división en grupos de los principales grupos de pérdidas con el fin de realizar una comparativa más clara.

3.2.4.1 Gases de escape y combustión

Después de la combustión en el hogar, el gas sale de la caldera a través de las chimeneas después de fluir a través de los intercambiadores de calor y todas las unidades de reducción de emisiones. Este gas está formado por los productos de la reacción de combustión y se encuentran a una elevada temperatura aun después de intercambiar el

calor para producir vapor. Ambos estándares consideran las pérdidas funciones de la entalpia y del flujo del gas pero con algunas diferencias. Estas se muestran en la Tabla 2.

ASME	CEN
<ul style="list-style-type: none"> • Gas seco • Agua del combustible • Humedad en el aire 	<ul style="list-style-type: none"> • Gases de escape

Tabla 2: Denominación de las pérdidas por gases de escape

ASME PTC 4

Para calcular esta perdida, ASME segregá las pérdidas en varias componentes. Básicamente, la suma de todas ellas se considerada como la perdida a través de los gases de escape. La más importante es la *perdida de gas seco*. Este Código usa la entalpia del gas, dependiendo de la temperatura con la que abandona la frontera, corrigiendo las fugas de gases. La entalpia se calcula basándose en una correlación específica y fija (JANAF 1998) (NASA 1976) de 15,3% CO₂, 3,5% O₂, 0,1%SO₂ y 81,1% de nitrógeno atmosférico en volumen que no varía significativamente para combustibles fósiles porque el producto predominante es nitrógeno atmosférico. Este varía entre un 80% en carbón y 88% en gas natural. La gran diferencia aparece en el O₂ y SO₂ pero las capacidades calóricas son bastante similares. Todas estas aproximaciones son válidas cuando el O₂ en exceso es menor del 300%.

Además, el Código Americano calcula las pérdidas *del agua de combustible*, que incluyen las formadas de la *combustión del H₂*, *agua en combustible sólido o líquido*, y *vapor de un combustible gaseoso* además de la *perdida en la humedad del aire*.

EN 12952-15

Por otro lado, la Normativa Europea realiza el cálculo de la pérdida en gases de escape dependiendo de la composición de estos. Se incluyen tanto los productos de gas seco como el del agua formada. Esto permite calcular la pérdida total dependiendo de la composición del gas y su contenido en agua a través de un balance, dando el procedimiento para evaluarlas.

3.2.4.2 Pérdidas de in quemados combustibles

La reacción de combustión da lugar a in quemados debido a una combustión no perfecta, a veces provocada porque no hay suficiente oxígeno y a veces por un incorrecto mezclado de los componentes; razón por la que el exceso de aire es usado. Además, algunas

partículas como las cenizas, escorias y partículas abandonan el hogar con carbono lo que tiene un efecto negativo en el rendimiento. Se muestran en la Tabla 3.

ASME	CEN
<ul style="list-style-type: none"> • Suma de inquemados • CO in quemado 	<ul style="list-style-type: none"> • In quemados en cenizas y gases de escape • CO in quemado

Tabla 3: Denominación de pérdidas de in quemados combustibles

ASME PTC 4

ASME hace referencia en esta pérdida a la *suma de los in quemados*, diferenciando entre el *carbono in quemado* y el *hidrogeno in quemado* en los residuos; y el *monóxido de carbono* y los *hidrocarburos in quemados en los gases de escape* además de las *pérdidas en los molinos de combustible sólido*.

El carbono in quemado se espera encontrar en estado amorfo y se estima su poder calorífico superior en 14.500Btu/lbm (33.700kJ/kg); o en 14.100Btu/lbm (32.800kJ/kg) si el hidrogeno se contabiliza de forma separada en los residuos, en cuyo caso, dicha perdida de hidrogeno habrá que contabilizarla aparte.

Para calcular la pérdida del monóxido de carbono, el contenido de éste debe ser medido en los gases de escape, siendo el poder calorífico superior de este 4.347Btu/lbm (10.111 kJ/kg).

Las pérdidas en los molinos incluyen tanto la energía química como el calor sensible del combustible que no llega a entrar en el hogar; siendo medido en laboratorio el poder calorífico de este material rechazado y su entalpia la de las cenizas a la temperatura de salida del molino.

EN 12952-15

CEN une los *inquemados en cenizas y las partículas en gases de escape* en el mismo grupo. Se proponen varios casos para estimar los in quemados en cenizas y las partículas en los gases de escape, dependiendo de si se conocen, o no, los flujos másicos de las cenizas y partículas.

Cuando ambos son medibles, la perdida es calculada mediante las entalpias de estas partículas y cenizas. Si solo una es conocida, un balance de masa es usado para determinar el contenido de in quemados en las cenizas y escorias. Cuando ninguno es conocido, los flujos másicos se estiman mediante un balance de cenizas o de la

estimación del rendimiento del colector de partículas. El poder calorífico del carbono in quemado se fija en 33,0MJ/kg.

Incluida en esta perdida, el estándar Europeo añade el calor sensible en las cenizas y partículas del gas de escape aunque se explicarán las diferencias en el apartado de pérdidas por calor sensible en residuos.

También se suman a estas pérdidas las del *CO in quemado*, siendo conocidas la proporción de CO en volumen de gases de escape, con un poder calorífico de 12.533kJ/m³.

3.2.4.3 *Calor sensible en residuos*

Los residuos están siempre presentes en cualquier combustión. Estas sustancias están a altas temperaturas lo que significa pérdidas por calor sensible. Este calor es difícilmente aprovechable para otros propósitos. Los residuos están constituidos por numerosos compuestos y pueden llegar a incluir productos del sorbente cuando este es utilizado. Estas son las incluidas en la Tabla 4.

ASME	CEN
<ul style="list-style-type: none">• Calor sensible en residuos• Ceniza húmeda recolectada	<ul style="list-style-type: none">• Entalpia de ceniza y partículas en gases de escape

Tabla 4: Denominación de pérdidas por calor sensible en residuos

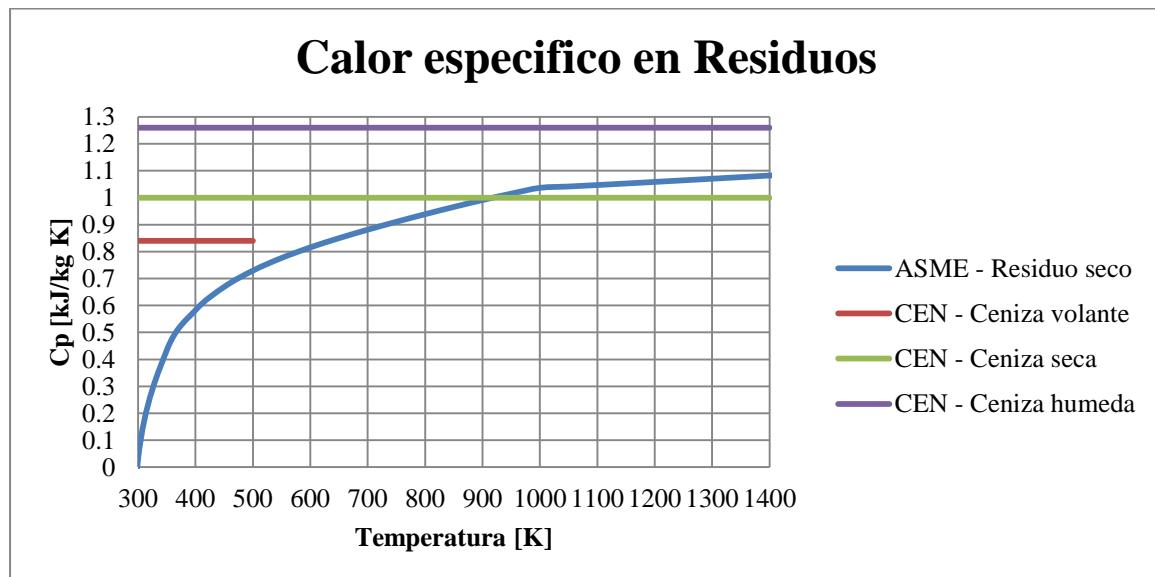
ASME PTC 4

El Código Americano distingue para el caso de cenizas recolectadas en el hogar, entre un colector de cenizas seco y húmedo. En el seco, se necesita saber la temperatura de las cenizas, que en el caso de no ser medida se considerará de 2.000°F (1100°C). La entalpia de los residuos secos se estimara con una aproximación dependiente de la temperatura como se puede observar en la Gráfica 1 más adelante.

En el caso de foso húmedo, se estimará una entalpia de 900Btu/lbm (2.095kJ/kg) y se deberá tener en cuenta el calor absorbido por el agua proveniente de la radiación a través de la garganta del hogar. También se deben evaluar las pérdidas por el colector de cenizas, siendo el flujo de calor a través de la garganta del hogar absorbida por el agua estimada en 10.000Btu/ft².

EN 12952-15

El estándar Europeo, como ha sido comentado previamente, incluye la *entalpia de las cenizas y de las partículas* en el mismo grupo que las pérdidas por in quemados combustibles. Básicamente, la energía perdida por los residuos es calculada como las pérdidas de calor sensible en las corrientes de ceniza y partículas. Para este propósito, se usa el calor específico que es detallado en el estándar dependiendo de la localización (gases de escape, colector de cenizas en hogar seco o húmedo).



Gráfica 1: Calor específico en residuos

Como se observa en la Gráfica 1, el calor específico de los residuos secos en ASME depende de la temperatura, teniendo un cambio de tendencia alrededor de 1000K (1340°F) y están basados en el compuesto SiO_2 . Por el contrario, el calor específico de las partículas en gases de CEN es válido para temperaturas desde 25°C hasta 200°C.

3.2.4.4 Pérdidas por radiación y convección en superficie

Ambos estándares hacen referencia a las *pérdidas en superficie por radiación y convección*, Tabla 5. Las calderas se caracterizan por tener altas temperaturas en su interior, además de conductos y tuberías calientes. Estas pérdidas se explican por las diferencias de temperatura que existe entre la caldera y el ambiente que las rodea, reduciendo la eficiencia de ésta al ceder parte de ese calor.

ASME	CEN
<ul style="list-style-type: none">• Pérdidas por radiación y convección	<ul style="list-style-type: none">• Pérdidas por radiación y convección

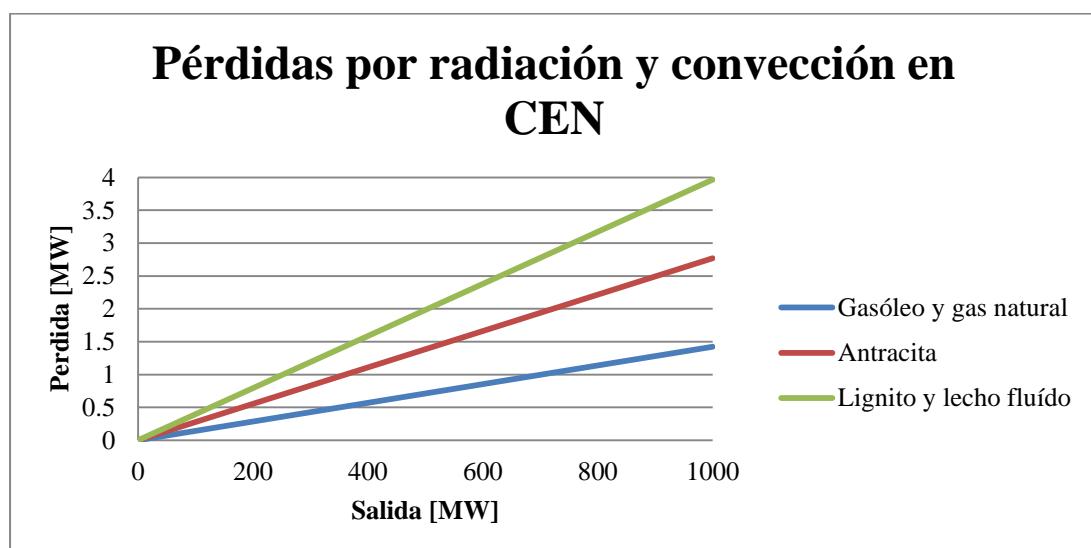
Tabla 5: Denominación de pérdidas por radiación y convección en superficie

ASME PTC 4

ASME determina indirectamente esta pérdida por *medida*² de la temperatura media en la superficie del generador de vapor y la temperatura en sus alrededores además de la velocidad del aire junto a la superficie, siendo necesario un número suficiente de localizaciones donde realizar las medias. El coeficiente de convección dado por el código se basa en una longitud característica de aproximadamente 10ft mientras que el coeficiente de radiación se calcula para temperatura ambiente de 77°F (25°C) y una emisividad de 0,80 (basado en una superficie sucia y oxidada frente al 0.1-0.2 del aluminio limpio).

EN 12952-15

CEN basa la pérdida en la máxima salida de calor útil, estableciendo una relación directa entre la salida y la pérdida como se puede observar en la Gráfica 2.



Gráfica 2: Pérdidas por radiación y convección en CEN

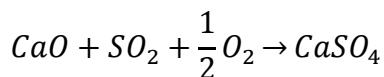
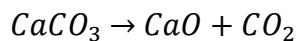
3.2.4.5 Sorbente

El sorbente es una sustancia sólida y/o gaseosa diferente del combustible que se añade durante el proceso de combustión para reducir la emisión de SO₂. Normalmente se añade caliza (CaCO₃), cal hidratada (Ca(OH)₂) y dolomita (CaMg(CO₃)₂). Generalmente tiene un efecto negativo en el rendimiento ya que:

² El Código aclara que “*medida*” se utiliza en el sentido general y no se opone a una estimación de los parámetros por personal cualificado.

- Estos aditivos pueden incrementar la cantidad de residuos y, por tanto, las pérdidas por calor sensible de estos
- Pueden añadir humedad a la caldera lo que incrementará la humedad en los gases de combustión
- Pueden producirse cambios en la reacción química y alterar la composición de los gases de escape
- Producen una perdida adicional debido a que produce reacciones endotérmicas. Además, las reacciones exotérmicas presentes en el proceso generan créditos de las cuales ya se ha hablado en el apartado de créditos.

Las principales reacciones químicas que tienen lugar, en el caso de que el sorbente sea caliza, son las siguientes:



Durante el proceso, las anteriores reacciones modifican el flujo de aire de combustión y la composición de gases de escape:

- Si se añade Carbonato de calcio ($CaCO_3$), el CO_2 se disocia, aumentando su contenido en los gases de combustión
- La cal hidratada ($Ca(OH)_2$) aumenta el contenido de vapor en los gases de combustión
- El dióxido de azufre (SO_2) disminuye en los gases de escape.
- La desulfuración necesita oxígeno, lo que se consigue añadiendo más aire. Este aire contiene dióxido de carbono, argón y nitrógeno lo cual se traduce en una modificación de la composición de los gases de escape. (CEN 2003)

La combustión y el rendimiento son sensibles a la medida del flujo de sorbente, por lo que debe ser medido con exactitud. Se muestran en la Tabla 6.

ASME	CEN
<ul style="list-style-type: none"> • Calcinación y deshidratación del sorbente • Agua en el sorbente 	<ul style="list-style-type: none"> • Desulfuración directa

Tabla 6: Denominación de pérdidas por sorbente

ASME PTC 4

ASME divide está perdida en dos grupos. El primero es el de *calcinación y deshidratación del sorbente*. Para simplificar los cálculos, el Código propone convertir el flujo de sorbente a una relación de masa de sorbente por masa combustible, siendo medida (o estimada) inicialmente. Los cálculos del rendimiento se repetirán hasta que converja el flujo de combustible dentro de la tolerancia (0.1% del rendimiento)

Además, también se calcula el *agua en el sorbente* que es la pérdida procedente de la humedad añadida y la generada de la deshidratación del hidróxido de calcio e hidróxido de magnesio.

EN 12952-15

La Norma Europea también halla la relación de cal y combustible añadida, que en el caso de usar el método indirecto (o de pérdidas), se realizará por iteración. Una vez hallada esa relación, se debe calcular la eficiencia de desulfuración aunque esta normativa no incluye ni garantiza la eficiencia de desulfuración.

3.2.4.6 Otras pérdidas

Ambas normativas están de acuerdo en la mayoría de las principales pérdidas existentes pero difieren en otras corrientes. Aun así, los principales grupos de pérdidas son considerados en ambos estándares. Hay que destacar que CEN desprecia las pérdidas que son más difíciles de calcular como la formación de NO_x. Estas son expuestas en la Tabla 7.

ASME	CEN
<ul style="list-style-type: none">• Equipo de control de aire caliente• Infiltración de aire• Formación de NO_x• Humedad añadida• Corrientes recicladas• Agua de refrigeración• Calor añadido al aire en los quemadores	<ul style="list-style-type: none">• Otras, en función del tiempo

Tabla 7: Resto de pérdidas

ASME PTC 4

El Código Americano añade, como se ve en la anterior tabla, las siguientes pérdidas a los grupos ya mencionados anteriormente: *equipo de control de aire caliente, infiltración de*

aire, Formación de NO_x , humedad adicional, corrientes recicladas, agua de refrigeración y calor añadido al aire en los quemadores.

Las pérdidas de los equipos de control de aire caliente (HAQC, hot air quality control) se refieren a los equipos de limpieza de los gases, situados entre la salida de la caldera y el precalentador de aire (como el colector de partículas mecánico, el precipitador caliente y el equipo de reducción selectiva catalítica, SCR). Solo se calcula cuando los equipos están considerados parte del generador de vapor. En el caso de los sistemas SCR, comúnmente están incluidos como parte de los límites del generador de vapor y los efectos de los niveles de amoniaco añadido y diluido en el aire se consideran mínimos. Cuando este equipo no se incluye dentro de los límites, la superficie de estos equipos debe ser incluida en el área total para calcular las pérdidas por radiación y convección. Además, el O_2 debe ser medido en la entrada de gases de escape del precalentador de aire para determinarla eficiencia y las fugas de aire en él, además de para evaluar su rendimiento. También se recomienda medir el O_2 en la salida de la salida del economizador (entrada del HAQC) para asegurar que no existe infiltración, además de ser esta la localización donde se monitorea el exceso de aire. Si se realizan estas medidas, no será necesario calcular la siguiente perdida por aire infiltrado.

Si se calcula la *perdida por aire infiltrado*, será necesario determinar la corriente de gas seco en la salida de la caldera y la entrada de gases de escape en el calentador de aire, excluyendo el HAQC que se contará por separado.

ASME también propone el cálculo de la *perdida por formación de NO_x* que se basa en el nivel de salida de NO_x cuando es instalado un SCR. Incluso sin SCR, esta perdida está en el orden del 0,025% por cada 0,3lbm de NO_2 /millón de Btu (220ppm al 3% O_2) y puede ser estimada si no es medida. Esta estimación se basa en el principio por el cual menos del 5% del NO_x formado es NO_2 , siendo el más predominante el NO.

La *perdida de humedad añadida* (agua o vapor inyectado en el hogar como atomizado y soplado de vapor) es incluida siendo esta la correspondiente a la energía del vapor que abandona junto a los gases de escape la frontera. Si se añade aire en el atomizado o soplado, esta se incluirá en la perdida por gas seco y humedad en aire ya que el aire está incluido en la medida de oxígeno del gas de escape.

Cuando una *corriente es reciclada*, las pérdidas deben ser calculadas. Estas son usadas para reutilizar los in quemados y/o reducir la cantidad de sorbente usado. Esta pérdida

puede ser despreciada si las tuberías usadas y los contenedores de partículas son incluidos en el área de cálculo de las pérdidas de radiación y convección. Si existiera alguna corriente de gas diferente, deberá ser calculada.

Además, puede existir una *perdida en el aire precalentado en los quemadores* si esta se realiza mediante vapor condensado. El vapor usado no debe considerarse en la corriente de salida útil.

Finalmente, la *pérdida de agua de refrigeración* se tiene en cuenta cuando una corriente externa al circuito de la caldera, retira energía de los límites físicos del generador. Es importante no tener en cuenta esta perdida por duplicado, como por ejemplo, si la temperatura asociada a la pérdida por calor sensible de los residuos se mide en la entrada de un refrigerador de cenizas ya que no habría pérdida en este equipo.

EN 12952-15

La normativa Europea por su parte, incluye las relacionadas en función del tiempo, es decir, las que no tienen una dependencia directa con el consumo de combustible (por ejemplo $\text{kW}_{\text{electrico}}$ frente a $\text{kJ/kg}_{\text{combustible}}$). Incluye los sistemas de refrigeración externa (refrigeración de quemadores, bombas de recirculación, calentadores de aire y ventiladores de recirculación de gases). Estas pérdidas deben ser determinadas individualmente por medida de los flujos de agua de refrigeración y la diferencia de temperatura entre el interior y exterior. También tienen en cuenta las pérdidas de vapor en calderas con separación de vapor.

CEN aclara que los circuitos de refrigeración conectados al sistema de alta presión de la caldera no deben ser considerados como sistemas de refrigeración externa.

4 Cálculo del rendimiento en una caldera de vapor

En este capítulo se van a exponer los cálculos realizados en una caldera para ilustrar como se calcula el rendimiento del generador de vapor. Los cálculos de las incertidumbres han sido omitidos debido a la falta de una muestra de datos suficientemente extensa.

La siguiente figura de un sistema de generación de vapor representa el esquema de la instalación de control, siendo asumidas las siguientes medidas.

4.1 Datos de partida

Como caso de estudio se ha usado una caldera correspondiente a una central térmica de pequeña-media potencia. Esta caldera tiene una potencia 165.6MW (565.2MKBtu/h)³. El carbón usado es lignito con un poder calorífico inferior de 26.43kJ/kg y los parámetros principales son los observados en la Tabla 8.

	Flujo	Temperatura	Presión
Salida de vapor	66,31kg/s	540,67°C	104,6 bar
Agua de alimentación	66,31kg/s	226,3°C	115,55 bar
Vapor de soplado	-	-	-

Tabla 8: Datos de la salida

Las condiciones ambientales se muestran en la Tabla 9.

Condiciones ambientales	
Presión barométrica	0,999 bar
Temperatura de bulbo húmedo	28,45°C
Temperatura de bulbo seco	-
Humedad relativa	38,0%
Temperatura de referencia	25°C

Tabla 9: Condiciones ambientales

Las propiedades del combustible usado son las de la Tabla 10.

³ ASME, y en general todos los estándares que expresan sus unidades en el sistema British Thermal Units (Btu), mantienen los prefijos *kilo* en mayúscula, como por ejemplo MKBtu (Millones de Btu).

	% masa en base seca	% masa en base húmeda
Carbono	63,680	70,787
Azufre	2,950	3,251
Hidrogeno	4,315	4,797
Humedad	10,050	-
Nitrógeno	1,235	1,373
Oxígeno	7,315	8,131
Cenizas	10,475	11,644
Materia volátil, AF	45	
Carbón fijo, AF	45	

Tabla 10: Propiedades del combustible

Las propiedades del aire y de los gases son las mostradas en la Tabla 11.

	Temperatura
Aire primario entrando en Calentador de Aire	29,39°C
Aire primario saliendo de Calentador de Aire	266,50°C
Aire secundario entrando en Calentador de Aire	29,83°C
Aire secundario saliendo de Calentador de Aire	256,72°C
Gas de combustión primario entrando en Calentador de Aire	348,43°C
Gas de combustión primario saliendo de Calentador de Aire	135,60°C
Gas de combustión secundario entrando en Calentador de Aire	349,01°C
Gas de combustión secundario saliendo de Calentador de Aire	138,17°C
Temperatura media del aire entrando en quemadores	177,00°C

Tabla 11: Propiedades de aire y gases

Además, se conoce la localización, proporción del total y propiedades de los residuos generados durante la combustión, que se pueden observar en la Tabla 12.

Localización	Proporción	C en el residuo	Temperatura
Fondo del hogar	15,00%	0,10%	1093,33°C
Economizador	10,00%	4,78%	349,00°C
Gases de combustión	75,00%	6,75%	138,17°C

Tabla 12: Propiedades de los residuos

También se tiene un conocimiento de las emisiones de partículas, Tabla 13.

Emisión de partículas	
Monóxido de carbono	131mg/ m ³ N

Tabla 13: Emisiones de partículas

Una visión esquemática del sistema es la siguiente, donde se pueden apreciar los límites así como la localización de las principales entradas y salidas del generador de vapor utilizado, mostrados en la Figura 7.

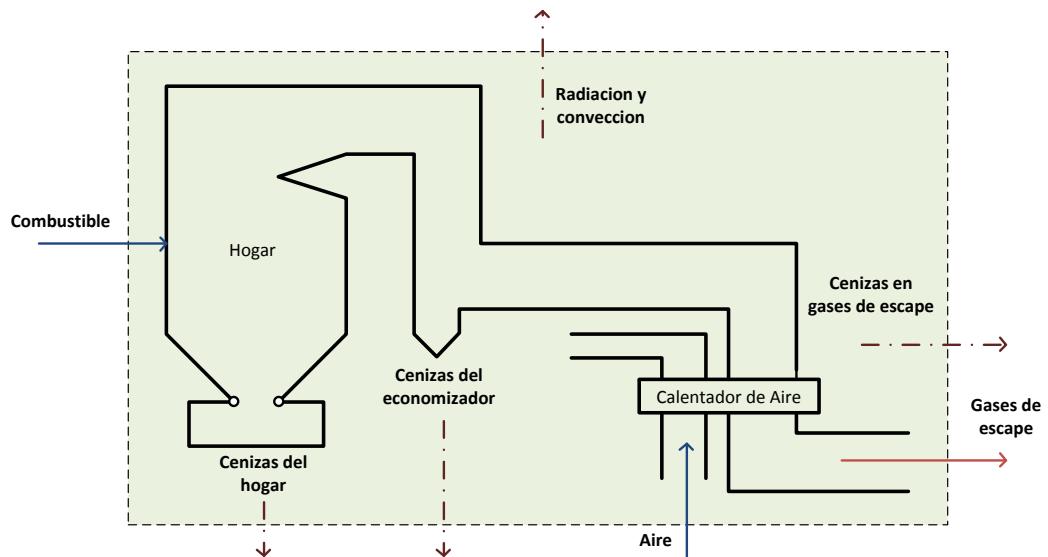


Figura 7: Flujos principales en la caldera de carbón pulverizado analizada

4.2 Metodología

Se ha realizado dos programas en formato *hoja de cálculo* que a partir de los datos de entrada calculan el rendimiento de la caldera de vapor, además de la potencia máxima, caudal de combustible, créditos y pérdidas.

Durante la elaboración de ambos programas se ha comprobado la exactitud de los cálculos mediante la comparación de los resultados con datos proporcionados confidencialmente por un fabricante de calderas.

4.2.1 Características del programa EN 12952-15

El programa realiza el cálculo del rendimiento de caldera por el método indirecto respecto al poder calorífico inferior en base seca.

Permite la entrada de datos de la temperatura de referencia, las condiciones ambientales, composición y propiedades del combustible, localización y propiedades de los residuos, del aire de combustión y del soplado. Obtiene la potencia máxima a través de las

características del flujo de vapor generado. También realiza cálculos de desulfuración directa con sorbente.

A partir de estos datos de entrada, el programa calcula mediante balances de masa y energía las propiedades de los gases de combustión y las emisiones SO₂.

Los datos de salida son el rendimiento de caldera en base al PCI así como los créditos y pérdidas del sistema con la denominación que tienen en esta normativa.

El cálculo del flujo del combustible de entrada se calcula por iteración a partir del rendimiento y la potencia máxima.

Cabe destacar que las propiedades termodinámicas del agua han sido calculadas mediante una librería⁴ que fue facilitada por personal del departamento de energía de *LUT*.

Los cálculos detallados realizados están expuestos en el apéndice I.

4.2.2 Características del programa ASME PTC 4

El programa realiza el cálculo de la eficiencia del combustible en base al poder calorífico superior. Además, también calcula el rendimiento de caldera en base al PCI para poder comparar los datos con los de la normativa Europea.

Al igual que el programa de CEN, se compone de un área de datos de entrada en la que se especifican la temperatura de referencia y las propiedades del combustible y del ambiente; además de otros datos como las propiedades de los flujos de aire y gases de combustión, residuos, desulfuración y flujo de vapor.

Con estos datos, se realizan los cálculos de los residuos para hallar las pérdidas por calor sensible; y de combustión para hallar los productos de la combustión (con correcciones si se usa sorbente). También se calculan las propiedades (exceso de aire, porcentaje de O₂, CO₂ y SO₂) de los flujos de aire/gas en los dispositivos de control de calidad de aire y precalentador de aire. En caso de usar sorbente, el programa calcula los créditos y pérdidas procedentes de las reacciones de desulfuración y las emisiones resultantes.

⁴ La librería usada para el cálculo de las propiedades termodinámicas es WinWAT y ha sido desarrollada en *Lappeenranta University of Technology*.

Tras estos cálculos, el programa devuelve los valores de las pérdidas individuales, los créditos y el rendimiento (tanto de caldera como la eficiencia del combustible) y evalúa la estimación de combustible necesaria.

En el apéndice H se detallan los cálculos realizados.

4.3 Exposición de resultados

A continuación se van a detallar los resultados de los cálculos efectuados siguiendo las normativas vigentes *ASME PTC 4 - 2008* y *EN 12952-15:2003*. Para ambos, se ha realizado el cálculo del rendimiento de caldera en base al poder calorífico inferior.

El procedimiento ha sido el siguiente:

- *ASME PTC 4 - 2008*: Se ha realizado el cálculo del rendimiento por el método indirecto en base al PCS. Posteriormente, se ha convertido al PCI realizando las modificaciones propuestas por este estándar.
- *EN 12952-15:2003*: El rendimiento calculado ha sido hallado respecto al PCI mediante el método indirecto.

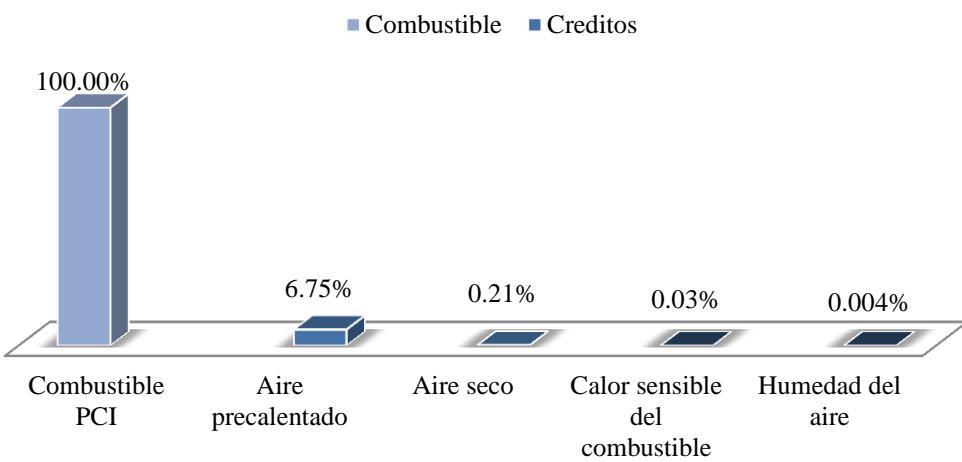
4.3.1 Calor total de entrada al sistema

La energía aportada al sistema de control (véase 3.2.1 y 3.2.2) es en su mayoría la introducida a través del combustible. Dependiendo de las condiciones ambientales, otras contribuciones energéticas como el calor sensible del combustible y del aire introducido complementan, aunque en menor medida, a la energía química aportada.

Además, el precalentador de aire juega un papel muy importante ya que, al aumentar la temperatura de aire de combustión y disminuir la temperatura de los gases de escape, logra aumentar el rendimiento de manera significativa.

El Código Americano, suponiendo el 100% como el total del combustible introducido, determina las siguientes aportaciones en el sistema como se muestran en la Gráfica 3.

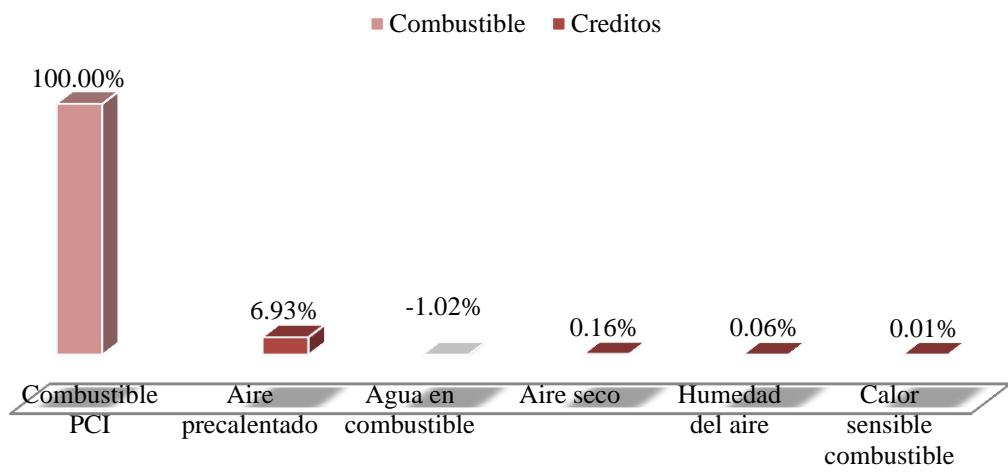
Calor total de entrada en ASME



Gráfica 3: Calor total de entrada en ASME

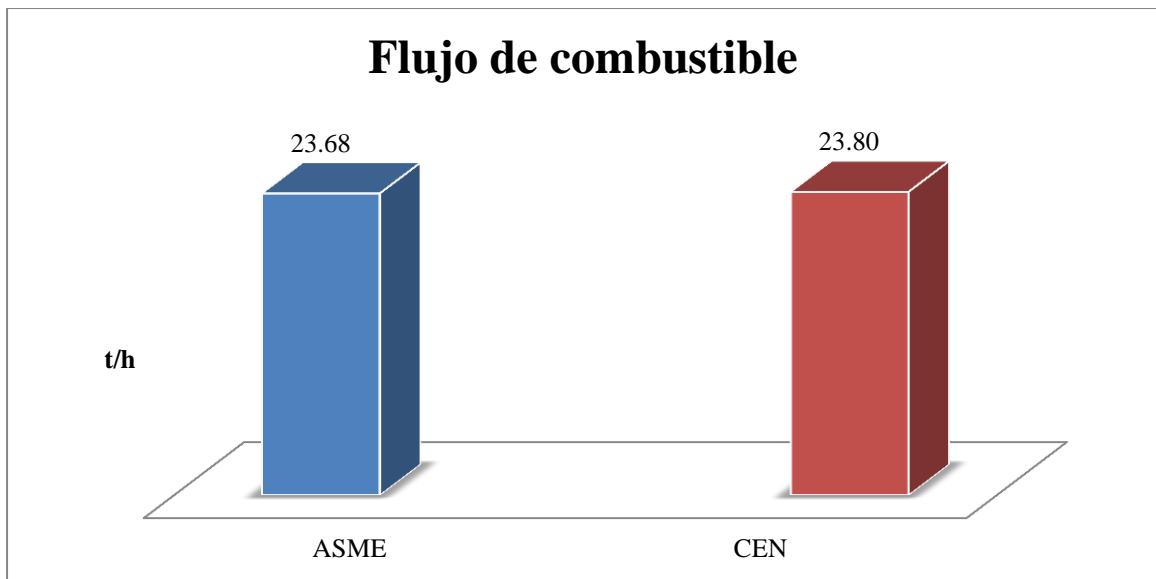
Para la Normativa Europea se ha realizado el mismo procedimiento, obteniendo los resultados de la Gráfica 4 donde aparece el “agua en combustible” debido a que los cálculos son realizados en base seca. Este término se ha introducido en los créditos aunque su contribución es negativa.

Calor total de entrada en CEN



Gráfica 4: Calor total de entrada en CEN

El flujo de combustible estimado por ambas normas es ligeramente diferente debido a que las pérdidas calculadas por ambos estándares difieren como se verá en el siguiente apartado. Este se muestra en la Gráfica 5.



Gráfica 5: Flujo de combustible estimado

4.3.2 Pérdidas

En este punto se comparan los valores más importantes en referencia a los dos estándares. Las pérdidas son las causantes de modificar los rendimientos en los sistemas. Por tanto, los valores calculados en estas repercutirán directamente en el valor de los rendimientos ya que como se ha comentado anteriormente, el valor del rendimiento es de la forma:

$$\eta = 100 - \frac{\text{Perdidas}}{\text{Energia}_{\text{total de entrada}}}, \%$$

En la Tabla 14 se muestra los valores de los principales grupos de pérdidas que son comentadas en los siguientes subapartados.

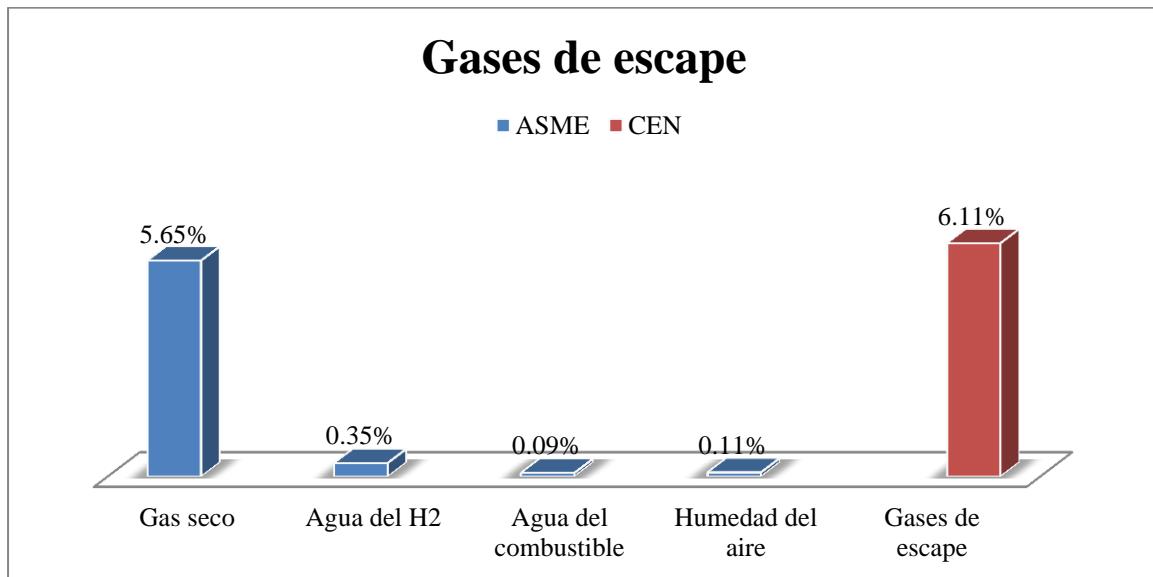
	ASME PTC 4	EN 12952-15
Gases de escape	6.20%	6.11%
Calor sensible residuos	0.13%	0.11%
Combustible in quemado	0.86%	0.75%
Radiación y convección	0.78%	0.63%
Monóxido de carbono	0.05%	0.05%

Tabla 14: Resumen de pérdidas

4.3.2.1 *Gases de escape*

El flujo de pérdidas mayor existente en una caldera es a partir de los gases de escape. Mientras CEN engloba todas en un mismo grupo, ASME las diferencia en el aire seco, el

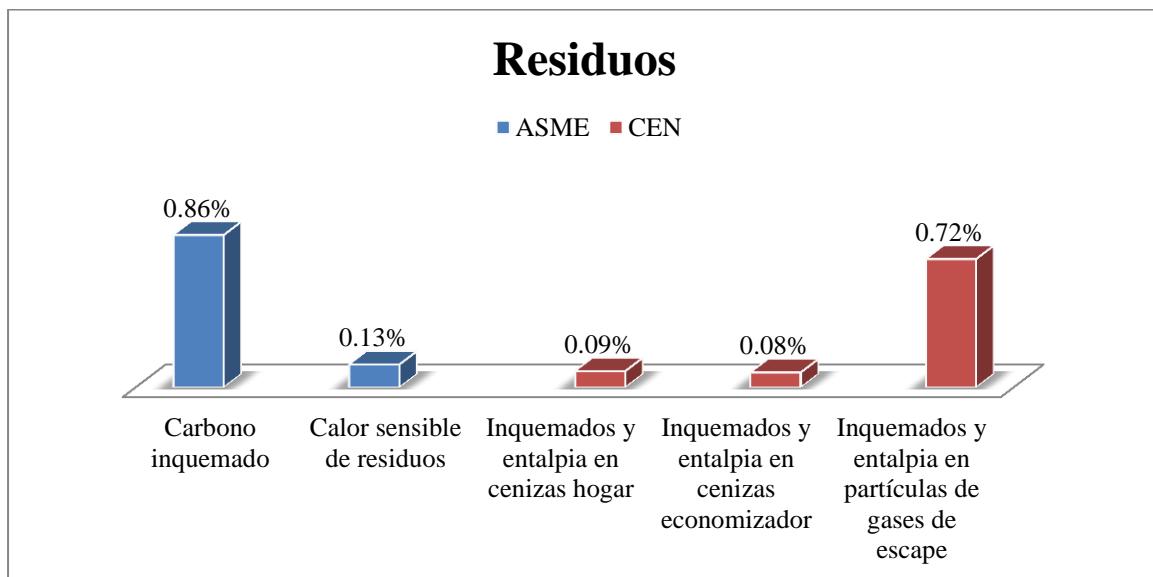
agua formada de la combustión del hidrógeno y el agua procedente de la combustión del combustible, además de la humedad procedente del exceso de aire (véase 3.2.4.1). En la Gráfica 6 se pueden observar los valores obtenidos según ambos estándares.



Gráfica 6: Pérdidas en gases de escape

4.3.2.2 Residuos

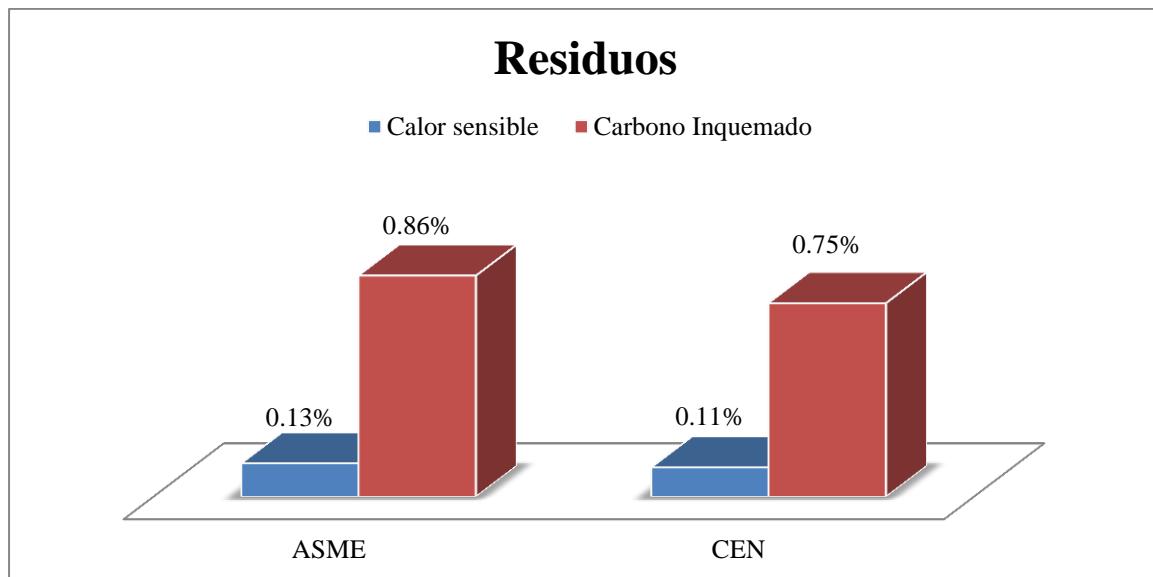
Los residuos son otras de las corrientes de pérdidas que merman la eficiencia de la planta. En la instalación de control se recogen cenizas o escorias tanto en el fondo del hogar como en el economizador, además de las partículas de in quemados emitidas a través de los gases de escape, como se muestra en la Gráfica 7.



Gráfica 7: Pérdidas por residuos de ASME frente a CEN

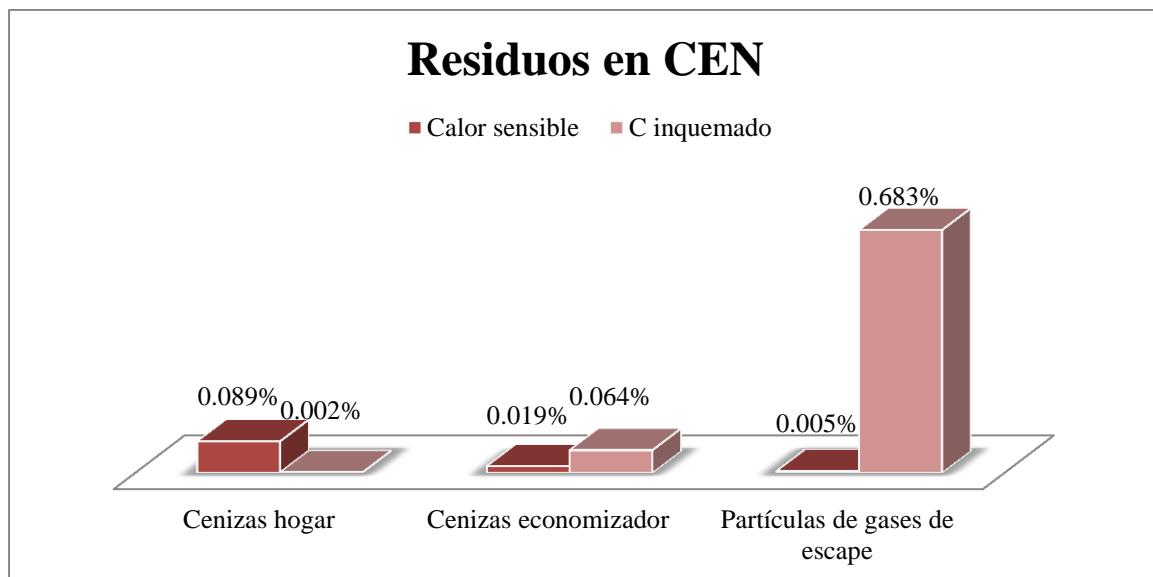
En el Código Americano se calculan las pérdidas de forma separada para el carbono in quemado en los residuos de cada localización y el calor sensible de éstos. Por el

contrario, la Normativa Europea prefiere calcularlos diferenciando la localización, incluyendo en cada una de las localizaciones tanto el calor sensible como el carbono in quemado (véase 3.2.4.2 y 3.2.4.3). Si se realiza una comparación más visual entre los in quemados y el calor sensible, se obtiene las relaciones de la Gráfica 8.



Gráfica 8: Pérdidas por residuos por calor sensible frente a carbono in quemado

Siguiendo con las comparaciones y usando los resultados obtenidos en la Normativa Europea, se puede observar en la Gráfica 9 que la mayoría de la energía se pierde en los gases de escape y concretamente en el carbono in quemado que se expulsa a través de la frontera del sistema.

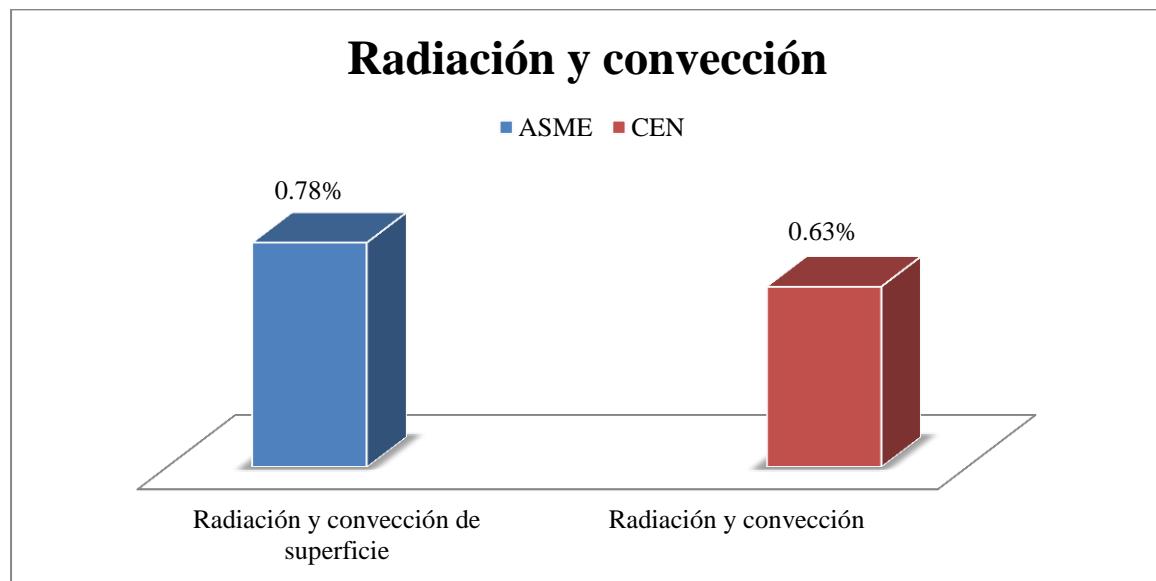


Gráfica 9: Pérdidas por residuos en CEN

La principal diferencia existe en que la Normativa Europea utiliza calores específicos y entalpias que varían de manera proporcional con la temperatura mientras que el Código Americano establece relaciones más complejas con esta como se vio en la Gráfica 1.

4.3.2.3 Radiación y convección de superficie.

Las pérdidas al ambiente de la caldera son inevitables dado que existe una diferencia de temperatura entre el interior de la caldera y el alrededor. A través de los límites de la caldera se produce una pérdida de calor por radiación y convección y es estimada como se muestra en la Gráfica 10.

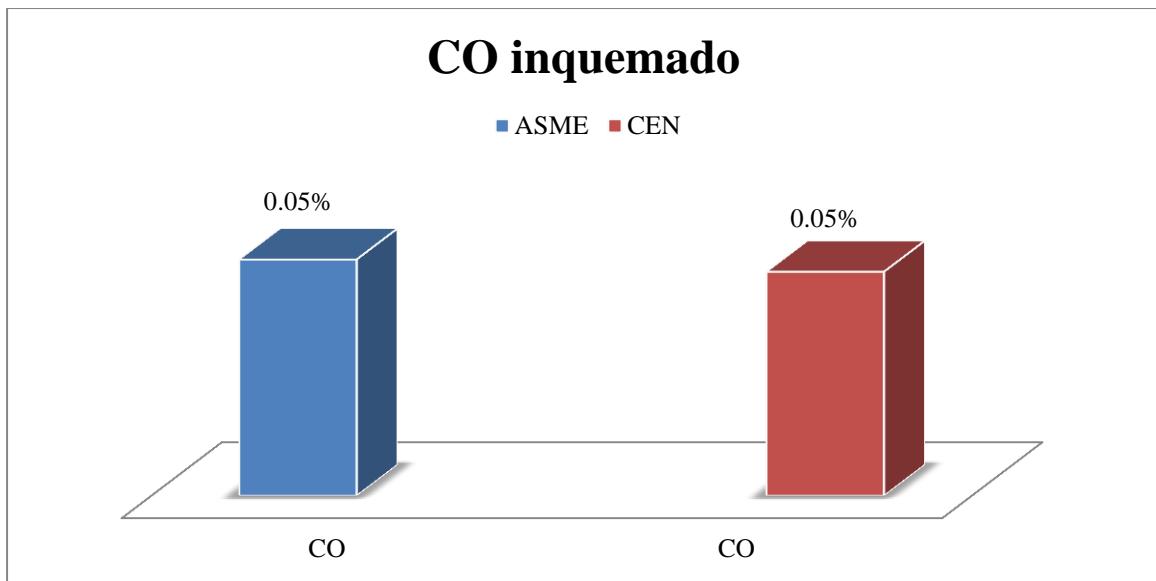


Gráfica 10: Pérdidas por radiación y convección

La diferencia existente se encuentra en que la Normativa Europea mantiene una relación de las pérdidas al ambiente con el flujo de calor útil de salida del sistema con una dependencia del tipo de carbón utilizado. El Código Americano en cambio, calcula las pérdidas a partir de datos experimentales como son la superficie expuesta de la caldera y la diferencia de temperatura entre las paredes de la caldera y el aire que la rodea (véase 3.2.4.4).

4.3.2.4 CO in quemado

Las partículas de monóxido de carbono in quemado que es expulsado a través de la chimenea contribuye mínimamente a modificar los valores de rendimiento de la caldera. En la instalación de control se conoce el flujo de monóxido de carbono que abandona la caldera en relación al volumen de gases de escape. En la Gráfica 11 se muestran las pérdidas:

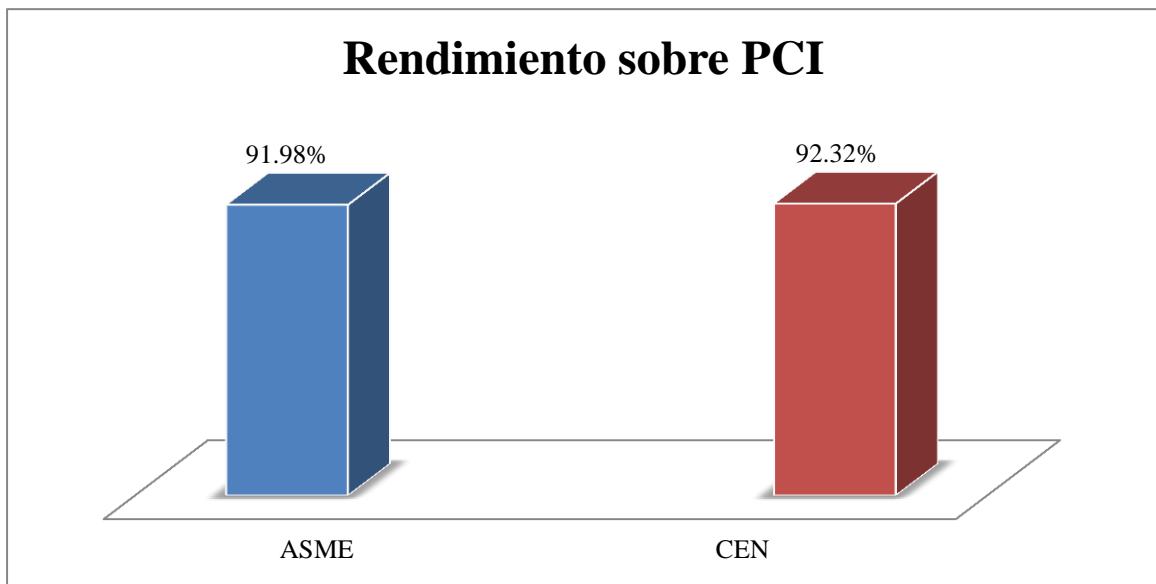


Gráfica 11: Pérdidas por monóxido de carbono in quemado

Esta pérdida es igual en ambos estándares debido a que el poder calorífico del monóxido de carbono no varía de uno a otro.

4.3.3 Rendimiento

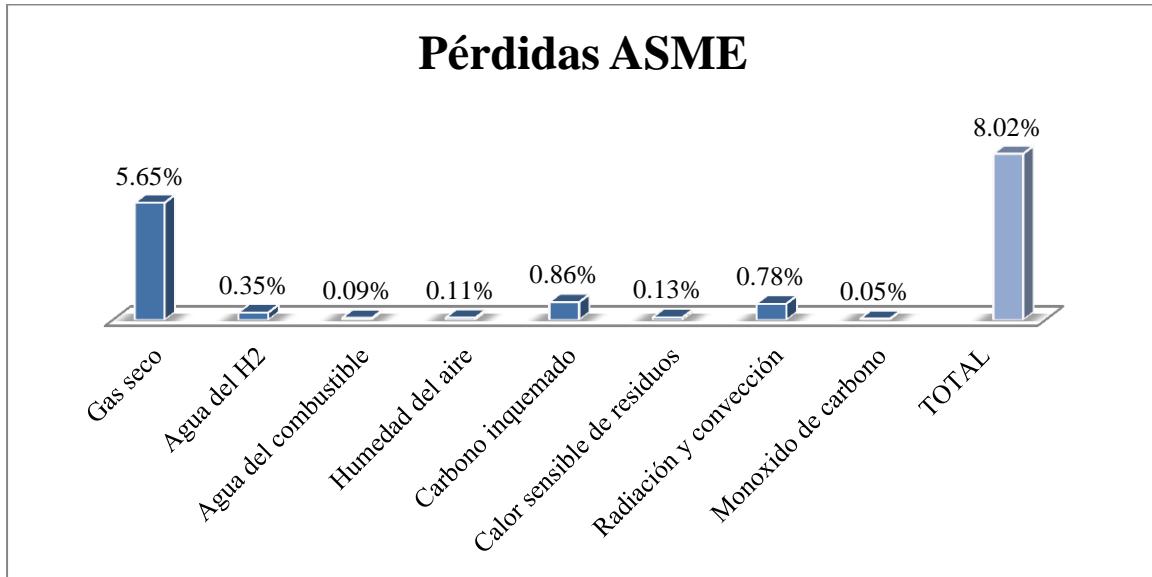
El rendimiento calculado a partir de los dos estándares, ambos basados sobre el poder calorífico inferior y hallado mediante a través del método indirecto, obtienen los valores expuestos en la Gráfica 12:



Gráfica 12: Rendimiento sobre el poder calorífico inferior

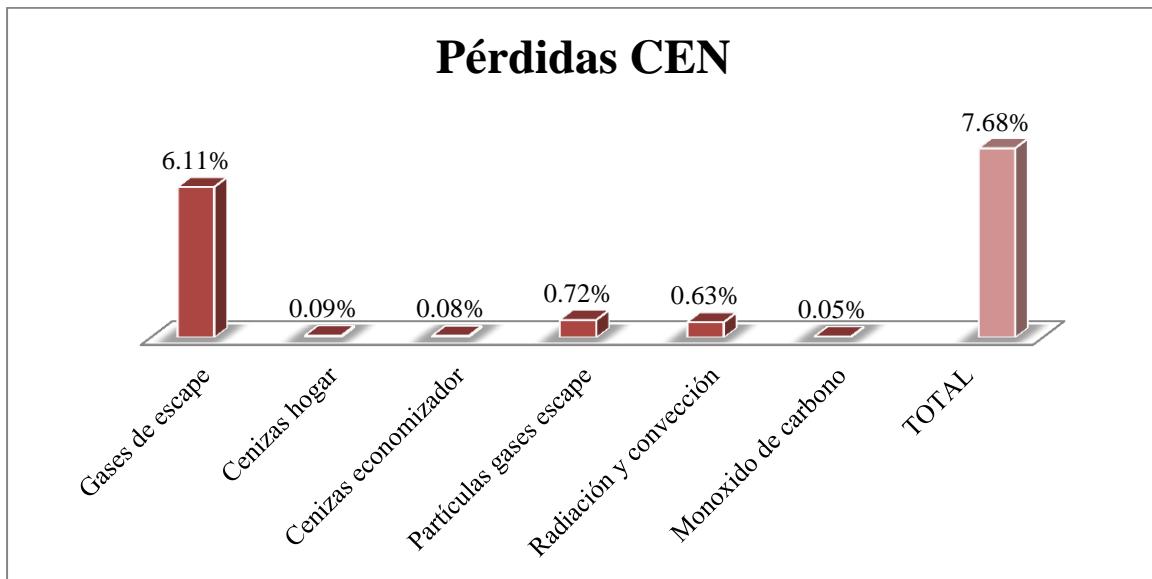
La diferencia resultante es de aproximadamente tres décimas en porcentaje. Las mayores variaciones aparecen en las pérdidas en partículas de in quemados y en las pérdidas de calor sensible en superficie.

Los resultados han sido hallados tras hacer el cómputo total de las pérdidas respecto a la energía total de entrada al sistema, siendo en ASME las de la Gráfica 13:



Gráfica 13: Resumen de pérdidas en ASME

Proceso similar ha sido realizado para la Normativa Europea, expuestas en la Gráfica 14:



Gráfica 14: Resumen de pérdidas en CEN

5 Conclusiones

El presente proyecto fin de carrera ha analizado las diferencias existentes en dos de las más importantes normativas referentes al cálculo del rendimiento en calderas: ASME PTC 4 - 2008 y CEN EN 12952-15:2003. Se ha realizado una comparación teórica y práctica de ambas gracias a los programas generados para ello que se han aplicado a un ejemplo. En la Tabla 15 se muestra un resumen de los principales resultados en la caldera analizada.

	ASME	CEN	Error Absoluto	Error Relativo
Rendimiento sobre PCI	91.98 %	92.32 %	-0.34 %	0.37%
Combustible	23.68t/h	23.80 t/h	0.12t/h	0.51%
Créditos	6.99 %	6.13 %	0.86 %	12.30%
Precalentador de aire	6.75 %	6.93 %	-0.18 %	2.67%
Pérdidas en gases de escape	6.2 %	6.11 %	0.09 %	1.45%
Pérdidas en calor sensible en	0.13 %	0.11 %	0.02 %	15.38%
Pérdidas en carbono in quemado	0.86 %	0.75 %	0.11 %	12.79%
Pérdidas en radiación y convección	0.78 %	0.65 %	0.13 %	16.67%
Pérdidas en CO in quemado	0.05 %	0.05 %	<0.01 %	<0.1%

Tabla 15: Resumen de resultados

5.1 Equivalencia

Ambos estándares son semejantes en cuanto al propósito (cálculo del rendimiento en calderas) y en cuanto a los límites cubiertos por ambos.

A pesar de la diferente nomenclatura usada a la hora de denominar las principales corrientes energéticas, sobre todo en las pérdidas, los valores obtenidos son muy similares tanto individualmente (potencia de salida, créditos y combustible estimado en la entrada) como en el cómputo total del rendimiento.

Las principales similitudes encontradas en los resultados prácticos han sido las siguientes:

- Los créditos aportados por el precalentador de aire son similares.
- Las pérdidas en los gases de escape tiene una mínima desviación siendo este el grupo de pérdidas más importante, a pesar de contar con diferente composición en ambos estándares (ASME fija la composición final de los gases de escape mientras que CEN la calcula dependiendo de los productos en la combustión).

- Las pérdidas en el monóxido de carbono son iguales.

5.2 Diferencias

La principal diferencia reside en que ASME calcula el rendimiento en base al poder calorífico superior mientras que CEN distingue entre inferior y superior. Tras transformar el rendimiento calculado por el código americano al poder calorífico inferior, se puede apreciar una diferencia mínima (0.34% en el valor del rendimiento de caldera).

Además, el método preferido de cálculo en ASME es la eficiencia de combustible y en CEN es el rendimiento de caldera.

Individualmente, las mayores diferencias se obtienen en los siguientes grupos de pérdidas:

- Los créditos totales son diferentes debido a que existe un término computable en la normativa Europea perteneciente a la contribución negativa del agua procedente del combustible (-1.02%) ya que se realizan los cálculos en base seca.
- Pérdidas por radiación y convección de superficie: La diferencia que aparece reside en el método de cálculo. ASME depende principalmente de la diferencia de temperatura de la superficie con el entorno mientras que CEN tiene una relación con la potencia de salida.
- Residuos: Los valores de las propiedades termodinámicas son diferentes en ambos estándares. ASME tiene una dependencia de los poderes caloríficos con la temperatura mientras que en CEN es constante.

5.3 Conclusiones generales

A la vista de los resultados, el propósito de los estándares es el mismo y sus resultados son muy similares. La equivalencia de ambos estándares queda demostrada cuando el propósito del estudio sea una comparación del rendimiento global de una caldera de vapor.

En el caso de necesitarse una comparación más exhaustiva y de gran exactitud (como por ejemplo, pérdidas individuales), esta no se aconseja ya que existen diferencias en algunos métodos y propiedades termodinámicas.

En caso de requerirse una comparación de una misma caldera de vapor a lo largo del tiempo debe usarse el mismo estándar. Esta es la única forma que permite asegurar si

existen desviaciones de un test a otro cuando la precisión y regularidad en los valores es un factor importante.

5.4 Perspectivas

La principal línea de continuación del proyecto es la actualización de los programas de cálculo para el cálculo de más pérdidas; además de la incorporación de procedimientos para la obtención de errores e incertidumbres a partir de series de datos de entrada, de manera que permita conocer cómo afectan en el valor final del rendimiento mediante análisis de sensibilidad.